

# **Pienasiakkaan tehotariffin kehitys ja käyttöönotto**

Roope Apponen

## **Sähkötekniikan korkeakoulu**

Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi  
diplomi-insinöörin tutkintoa varten Espoossa 5.10.2016.

### **Työn valvoja:**

Prof. Matti Lehtonen

### **Työn ohjaajat:**

DI Jouni Lehtinen

TkT Pirjo Heine

Tekijä: Roope Apponen

Työn nimi: Pienasiakkaan tehotariffin kehitys  
ja käyttöönotto

Päivämäärä: 5.10.2016

Kieli: Suomi

Sivumäärä: 8+83

Sähkötekniikan laitos

Professuuri: Sähköjärjestelmät

Työn valvoja: Prof. Matti Lehtonen

Työn ohjaajat: DI Jouni Lehtinen, TkT Pirjo Heine

Tässä diplomityössä tarkasteltiin sähkön siirronhinnoitteluprosessin lisäksi, millaisia vaihtoehtoisia tariffirakenteita on kehitetty, tuotettiin vaihtoehtoisia tehotariffirakenteita sekä tarkasteltiin, millaisia vaikutuksia erilaisilla rakenteilla on yksittäiselle sähkönkäyttäjälle.

Tarkastelut tehtiin noin 23 000 Helen Sähköverkon asiakkaalla. Tarkasteltu asiakasjoukko koostui yleissiirto-, aikasiirto- ja ohjatun yösiirtotuotteen valinneista sähkönkäyttäjistä. Yleissiirtotuotteen asiakkaista tarkasteluun valittiin vain kohteet, joissa yhden liittymän alla oli vain yksi käyttöpaikka. Tavoitteena oli saada tarkasteluun asiakasjoukko, joka koostui pääosin sähkölämmitteisistä pientaloista tai kohteista, joilla on potentiaalisesti mahdollisuus vaikuttaa oman tehon ajoittumiseen tai sen suuruuteen.

Työssä tuotettujen tariffirakenteiden joukosta valittiin rakenne, joka koostuu perusmaksusta, tehomaksusta ja yksiaikaisesta energiamaksusta. Tariffirakenteen perusmaksuun on sisällytetty 5 kW:n ilmaisosuus, jonka ylittävältä osalta peritään erillistä tehomaksua. Yötehosta huomioidaan 38 prosenttia, joka vastaa muuntamoiden ja pienjänniteverkkojen osuutta verkoston kokonaiskustannuksista. Valitulle tariffirakenteelle tehtiin muutossuunnitelma havainnollistamaan, minkälaisia askeleita tarvitaan uuteen hinnoittelurakenteeseen siirtymiseksi.

Avainsanat: Sähkönsiirron hinnoittelu, tehotariffi, vaihtoehtoinen tariffirakenne

Author: Roope Apponen

Title: Development of power-based tariff structure for small customers and pathway for this change

Date: 5.10.2016

Language: Finnish

Number of pages: 8+83

Department of Electrical Engineering

Professorship: Power systems

Supervisor: Prof. Matti Lehtonen

Advisors: M.Sc. Jouni Lehtinen, D.Sc. (Tech.) Pirjo Heine

In this Master thesis power-based tariff structures and their customer impacts were studied with roughly 23 000 customers from Helen Electricity Network, most of them being small or mid-size customers living in electricity heated detached houses located in an urban area. Analyzed customers were selected because they were seen to have a possibility to affect the level and the timing of the peak demand.

After researching the impacts of different power-based tariff structures on customers and the DSO, one tariff structure was selected for further investigation. When applying this developed tariff structure, a pathway to change of pricing was done to clarify what kind of steps are needed.

The selected structure consists of a monthly fixed charge, a volumetric energy consumption charge and a monthly power charge. A power of 5 kW is assumed to be included to the fixed charge and a power charge is determined when exceeding the above mentioned 5 kW. In addition, the power charge during the night-time is determined to be 38 % from the day-time charge when only the secondary substation and low voltage network costs are taken into account.

Keywords: Alternative tariff structure, power-based tariff, tariff structure

## Esipuhe

Tämä diplomityö on tehty Helen Sähköverkko Oy:ssä ja se on osa Tekesin rahoittamaa FLEXe-tutkimusohjelmaa.

Haluan kiittää työni ohjanneita DI Jouni Lehtistä ja TkT Pirjo Heineä hyvistä neuvoista ja asiantuntevasta ohjauksesta työn edetessä. Kiitos työn valvoneelle Matti Lehtoselle työn kommentoinnista ja tarkastamisesta. Lisäksi haluan kiittää DI Kimmo Lummia aiheen tiimoilta käydyistä mielenkiintoisista ja hyödyllisistä keskusteluista.

Lopuksi haluan kiittää perhettäni ja ystäviäni saamastani tuesta opintojeni varrella.

Helsingissä, 5.10.2016

Roope Apponen



# Sisällysluettelo

<b>Tiivistelmä</b>	<b>ii</b>
<b>Tiivistelmä (englanniksi)</b>	<b>iii</b>
<b>Esipuhe</b>	<b>iv</b>
<b>Sisällysluettelo</b>	<b>v</b>
<b>Symbolit ja lyhenteet</b>	<b>viii</b>
<b>1 Johdanto</b>	<b>1</b>
<b>2 Helen Sähköverkko Oy</b>	<b>3</b>
<b>3 Siirtohinnoitteluun vaikuttavat tekijät</b>	<b>5</b>
3.1 Siirtohinnoitteluun vaikuttavat lait ja säädökset . . . . .	5
3.1.1 Sähkömarkkinalaki . . . . .	5
3.1.2 Euroopan unionin direktiivit . . . . .	6
3.2 Sähkömarkkinoiden valvonta . . . . .	7
3.2.1 Energiaviraston valvontamalli . . . . .	8
3.3 Siirtohinnoitteluperiaatteet . . . . .	10
3.3.1 Aiheuttamisperiaate . . . . .	11
3.3.2 Yksinkertaisuusperiaate . . . . .	12
3.3.3 Markkinahintaperiaate . . . . .	12
3.3.4 Muut hinnoitteluperiaatteet . . . . .	12
<b>4 Siirtohinnoitteluprosessi</b>	<b>15</b>
4.1 Kulutusanalyysi . . . . .	16
4.1.1 Velanderin kaava . . . . .	16
4.1.2 Kuormitusmallit . . . . .	17
4.1.3 Satunnaisvaihtelun huomiointi . . . . .	18
4.1.4 Tehojen risteilyn vaikutus . . . . .	18
4.1.5 AMR-datan hyödyntäminen . . . . .	19
4.2 Kustannusanalyysi . . . . .	21
4.2.1 Verkostokustannukset . . . . .	22
4.2.2 Siirretyn sähköenergian määrään sidonnaiset kustannukset . .	23
4.2.3 Asiakas- ja hallintokustannukset . . . . .	24
4.3 Siirtotoiminnan kustannusten kohdistaminen . . . . .	24
4.3.1 Kustannusten laskentamenetelmät . . . . .	24
4.3.2 Kustannusten kohdistaminen siirtotuotteille . . . . .	25
4.4 Siirtohinnaston muodostaminen . . . . .	27
<b>5 Siirtotariffirakenteet</b>	<b>28</b>
5.1 Siirtotuotteiden komponentit . . . . .	28
5.2 Helen Sähköverkon nykyiset siirtotuotteet . . . . .	29

5.2.1	Vuosisiirto . . . . .	31
5.2.2	Yleissiirto . . . . .	31
5.2.3	Aikasiirto . . . . .	31
5.2.4	Ohjattu yösiirto . . . . .	31
5.2.5	Tehotuotteet . . . . .	32
5.3	Siirtohinnoittelun kehitys 2000-luvulla . . . . .	32
5.4	Vaihtoehtoiset siirtotuotteet . . . . .	33
5.4.1	Kiinteä kuukausimaksu . . . . .	35
5.4.2	Energiamaksu . . . . .	35
5.4.3	Dynaaminen energiatariffi . . . . .	35
5.4.4	Pienasiakkaan tehotariffi . . . . .	36
5.4.5	Tehokaista . . . . .	36
<b>6</b>	<b>Siirtohinnoittelun rakennemuutosten asiakasvaikutukset</b>	<b>38</b>
6.1	Tarkasteltava asiakasjoukko . . . . .	39
6.2	Pienasiakkaan tehotariffi yksiaikaisella energiamaksulla . . . . .	39
6.2.1	Tehomaksun määräytyminen vuoden suurimman keskituntitehon mukaan . . . . .	40
6.2.2	Tehomaksun määräytyminen kuukauden suurimman keskituntitehon mukaan . . . . .	43
6.2.3	Tehomaksun määräytyminen kuukauden kolmanneksi suurimman keskituntitehon mukaan energiamaksun kattaessa kantaverkkoyhtiön nykyisen siirtomaksun . . . . .	45
6.3	Pienasiakkaan tehotariffi, jossa energiamaksu jaoteltu kantaverkkoyhtiön mallin mukaisesti . . . . .	47
6.3.1	Energiamaksulla pienempi ohjausvaikutus . . . . .	48
6.3.2	Energiamaksulla suurempi ohjausvaikutus . . . . .	50
6.4	Pienasiakkaan tehotariffi ilman energiamaksua . . . . .	52
6.4.1	Tehomaksun määräytyminen vuoden suurimman keskituntitehon mukaan . . . . .	53
6.4.2	Tehomaksun määräytyminen kuukauden suurimman keskituntitehon mukaan . . . . .	55
6.5	Pienasiakkaan tehotariffi aika- ja tehorajoilla . . . . .	57
6.6	Yhteenveto tarkastelluista tariffirakenteista ja valittu tariffirakenne . . . . .	60
<b>7</b>	<b>Uuden hinnoittelurakenteen käyttöönottosuunnitelma ja asiakasviestintä</b>	<b>63</b>
7.1	Muutossuunnitelman kohteena olevat asiakkaat . . . . .	64
7.2	Valitun tariffirakenteen erot nykyisiin tuotteisiin ja muutoksen haasteet . . . . .	65
7.3	Muutossuunnitelma . . . . .	66
7.3.1	Siirtyminen uuteen hinnoittelurakenteeseen yhdellä kerralla . . . . .	67
7.3.2	Siirtyminen uuteen hinnoittelurakenteeseen useammalla askeleella . . . . .	68
7.4	Asiakasviestintä . . . . .	77

**8 Yhteenveto****79****Viitteet****81**

# Symbolit ja lyhenteet

## Symbolit

$E$	Yhteenlaskettu vuosienergia
$P$	Teho
$Q$	Ulkoinen indeksi
$T$	Lämpötila
$W$	Vuosittainen energian kulutus (MWh)
$\beta$	Regressiokerroin
$k_1$ ja $k_2$	Velanderin vakiot
$n$	Havaintomäärän koko
$q$	Sisäinen indeksi
$r$	Tyypikäyttäjärühmä
$t$	Ajanhetki
$z$	Varmuusmarginaali

## Lyhenteet

AMR	Automatic Meter Reading, mittareiden etäluenta
EU	Euroopan Unioni
EV	Energiavirasto
HSV	Helen Sähköverkko Oy
KRIL	Kuluttajariitalautakunta
LED	Light-Emitting Diode
SLY	Suomen Sähkölaitosyhdistys ry, nykyisin Sener ry
Spot	Sähkön markkinahinta
WACC	Weighted Average Cost of Capital, pääoman keskimääräinen kustannus

# 1 Johdanto

Sähköjärjestelmä ja sähkön kulutustottumukset ovat muuttuneet viime vuosien aikana ja sama kehitys jatkunee myös lähitulevaisuuden kehitysnäkymien perusteella. Esimerkiksi EU:n huoli ilmastonmuutoksesta on vauhdittanut energiatehokkuusvaatimuksia sekä nopeuttanut aurinko- ja tuulivoimaan perustuvan hajautetun tuotannon yleistymistä. Hajautetun tuotannon lisäksi sähkön käyttäjille on tullut tarjolle uusia sähkön käytön kohteita, jotka muovaavat kulutustottumuksia. Tällaisia kohteita ovat muun muassa erilaiset lämpöpumpit ja sähköautot sekä energiatehokkaamman LED-valaistuksen yleistyminen. Uudet sähkölaitteet ja hajautettu tuotanto voivat vähentää verkossa siirretyn energian määrää tehon tarpeen säilyessä ennallaan tai sen jopa kasvaessa.

Verkkoyhtiöt rahoittavat toimintansa pääasiallisesti siirtotoiminnasta kerätyillä siirtomaksuilla. Pienasiakkaiden nykyiset siirtotariffit pohjautuvat aikaan, jolloin pienkuluttajien sähkönkulutusta mitattiin mittareilla, jotka rekisteröivät energian kokonaiskulutuksen tarkimmillaan päivä/yö-tasolla ja joiden luenta tapahtui useimmiten vain kerran vuodessa. Laskutus perustui asiakaskohtaiseen vuosikulutusennusteeseen pohjautuvaan arviolaskutukseen. Pienten sähkönkäyttäjien tehopohjaiseen hinnoitteluun oli kiinnostusta, mutta tarvittavien mittausratkaisujen kustannuksia ei koettu saadun hyödyn arvoisiksi. Valtioneuvoston maaliskuussa 2009 antaman asetuksen mukaan etäluettavat ja kulutuksen tuntitasolla mittaavat mittarit oli asennettava vähintään 80 prosentille verkkoyhtiön pienasiakkaista vuoden 2013 loppuun mennessä. Etäluettavat mittarit mahdollistavat valtavan kuluttajakohdaisen mittaustiedon keräämisen ja hyödyntämisen kustannustehokkaasti sekä ne antavat paljon enemmän vapausasteita verkkoyhtiöiden hinnoittelun kehittämiseen.

Verkkoyhtiön kannalta nykyisen kaltainen kehitys, jossa siirretyn energian määrä pienenee, samalla kun tehon tarve säilyy ennallaan tai jopa kasvaa, on ongelmallista. Suurin osa sähköverkkotoiminnasta aiheutuvista kustannuksista on tehoperusteisia nykyisten siirtotariffien ollessa pienemmillä kuluttajilla energiaperusteisia. Suomalaiset verkkoyhtiöt ovatkin kohdistaneet hinnoittelua yhä enemmän siirtotuotteiden kiinteään perusmaksukomponenttiin kattaakseen siirtotoiminnasta aiheutuneet kustannukset tarkemmin aiheuttamisperiaatteen mukaisesti. Myös vaihtoehtoisten tariffirakenteiden kehittäminen on tullut ajankohtaiseksi toimintaympäristön muuttuessa ja etäluettavien älymittareiden yleistymisen myötä.

Vaihtoehtoisista tariffirakenteista tarkasteluun ovat nousseet erilaiset tehoon perustuvat tariffirakenteet, sillä valtaosa verkkoyhtiön kustannuksista on kapasiteettiperusteisia verkostokustannuksia. Tehoon perustuvat tariffirakenteet koetaan verkkoyhtiön näkökulmasta siirrettyyn energiaan perustuvia tariffeja paremmin kustannusvastaviksi. Tehotariffit takaavat verkkoyhtiölle vakaan tulonmuodostuksen myös toimintaympäristön muuttuessa. Asiakkaan näkökulmasta tehoon perustuvat siirtotariffit ovat helposti ymmärrettävissä ja ne antavat asiakkaalle suuremman mahdollisuuden vaikuttaa oman siirtolaskun suuruuteen.

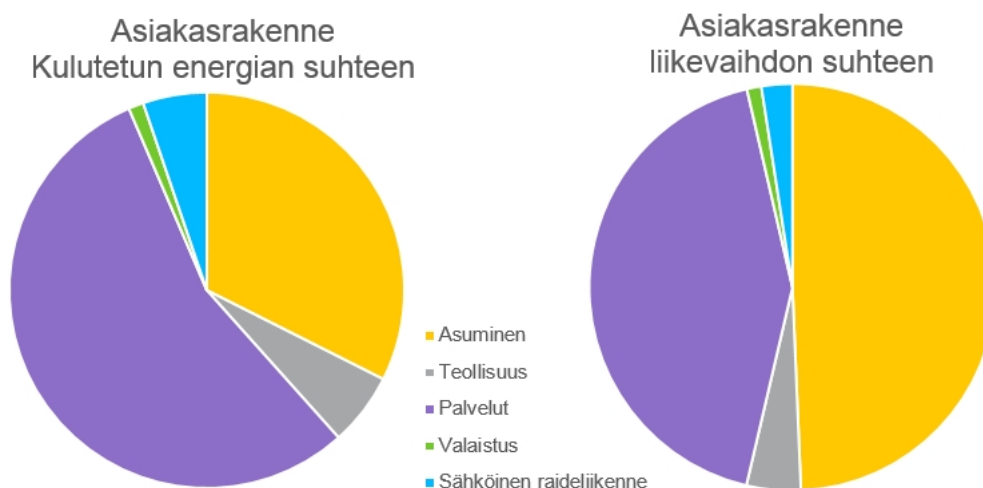
Tässä diplomityössä tarkastellaan, millaisia vaihtoehtoisia tariffirakenteita on kehitetty ja millaisia asiakasvaikutuksia näillä on yksittäiselle kuluttajalle. Työssä luodaan muutossuunnitelma tarkasteltavien rakenteiden joukosta valitulle tariffirakenteelle. Muutossuunnitelma pyrkii selventämään, minkälaisin askelin uusi hinnoittelurakenne voitaisiin ottaa käyttöön. Työssä tarkasteltava asiakasjoukko koostuu yleissiirto-, aikasiirto- ja ohjatun yösiirtotuotteen asiakkaista. Yleissiirtotuotteen osalta tarkasteluun valittiin ainoastaan ne liittymät, joissa on vain yksi käyttöpaikka. Tarkasteltavaa asiakasjoukkoa karsittiin vielä siten, että tarkastelun ulkopuolelle jätettiin ne kohteet, joista ei löytynyt vuoden 2015 jokaiselta kuulta tuntimittausdataa.

Työ etenee seuraavasti. Seuraavassa luvussa esitellään lyhyesti Helen Sähköverkko Oy. Yritysesittelyn jälkeen käsitellään sähkönsiirron hinnoitteluun vaikuttavia tekijöitä, kuten lainsäädäntöä ja yleisiä hinnoittelussa huomioitavia hinnoitteluperiaatteita. Luvussa 4 käydään läpi sähkönsiirron hinnoitteluprosessia yleisellä tasolla, jonka jälkeen luvussa 5 käsitellään nykyisiä ja vaihtoehtoisia siirtotariffirakenteita. Luvussa 6 on tarkasteltu case-tyyppisesti vaihtoehtoisten tariffirakenteiden asiakasvaikutuksia yksittäisille asiakkaille. Luvussa 7 käsitellään, kuinka valittuun vaihtoehtoiseen tariffirakenteeseen voitaisiin siirtyä ja kuinka siitä tulisi viestiä asiakkaille.

## 2 Helen Sähköverkko Oy

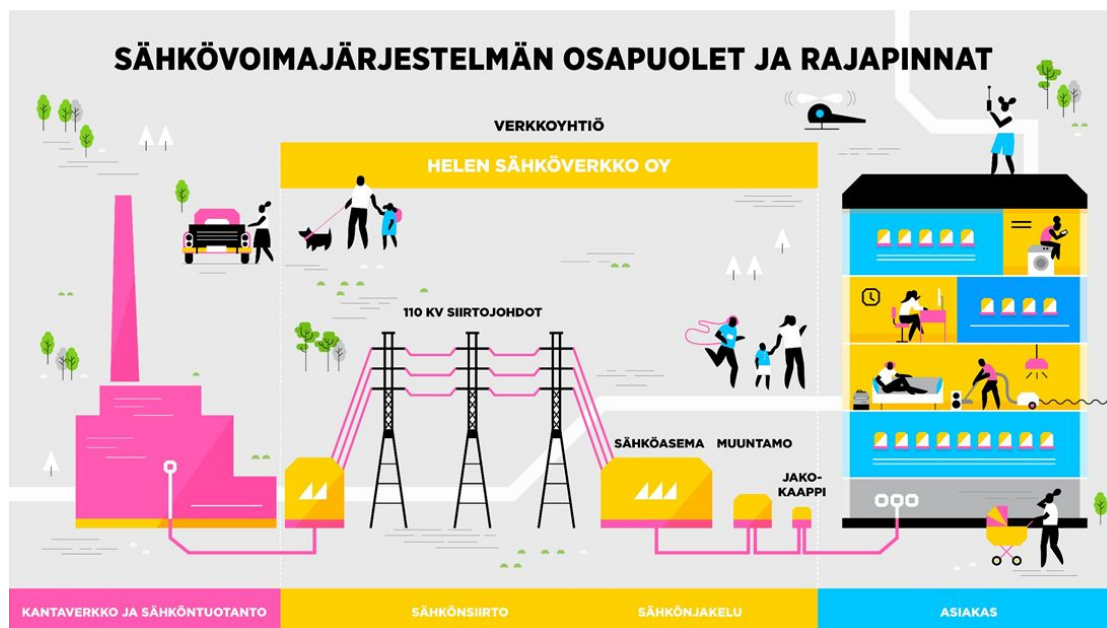
Helen Sähköverkko Oy (HSV) vastaa Energiaviraston myöntämän sähköverkkoluvan mukaisesti sähkönsiirrosta- ja jakelusta sekä sähköverkkopalveluista Helsingin kaupungin alueella lukuunottamatta Östersundomin liitosaluetta. HSV kuuluu Helsingin kaupungin omistamaan Helen-konserniin, jonka moninaisista energiatoiminnoista HSV:n harjoittama verkkotoiminta on erotettu sähkömarkkinalain mukaisesti. Yhtiön liikevaihto oli vuonna 2015 97,2 miljoonaa euroa, siirretyn sähkön kokonaismäärä 4 317 GWh ja kokonaiskulutuksen suurin keskituntiteho 766 MW. Siirretyn sähkön määrä laski edellisestä vuodesta 1,8 prosenttia ja viimeisen viiden vuoden trendinä on ollut siirretyn energian määrän vähentyminen. Alueen sähkönkäyttö on tällä hetkellä samalla tasolla kuin 10 vuotta sitten. [1, 2]

Asiakasmäärässä mitattuna HSV on Suomen kolmanneksi suurin verkkotoimintaa harjoittava yhtiö. Asiakkaita yrityksellä on noin 375 000 ja liittymiä noin 33 000. Siirretyn sähköenergian määrässä mitattuna merkittävimmät asiakasryhmät (kuva 1) ovat palvelusektori 53 %:a ja asuminen 33 %:a. Seuraavaksi suurimmat asiakasryhmät ovat teollisuus 6 %:a ja raideliikenne 5 %:a. [1, 2] Asiakkaiden jakautumista eri siirtotuotteiden kesken tarkastellaan luvussa 5.2 Helen Sähköverkon nykyiset siirtotuotteet.



Kuva 1: Asiakasrakenne sähkön käytön ja liikevaihdon suhteen.[3]

Helsingin sähkövoimajärjestelmää voidaan havainnollistaa yksinkertaisimmillaan Kuuvan 2 mukaisesti. Jakelualueellaan HSV:llä on oma alueellinen silmukoitu 110 kV:n siirtoverkko, jonka 199 kilometristä 32 prosenttia on kaapeloitu toimintaympäristön tilanpuutteen ja kaupunkikuvallisten syiden vuoksi. HSV:n siirtoverkko kytkeytyy Fingridin kantaverkkoon kahden muuntoaseman kautta. Alueelliseen siirtoverkkoon kytkeytyvät myös Helsingin alueella sijaitsevat Helenin voimalaitokset, joten teoriassa Helsinki voisi toimia oman alueellisen verkon ja voimaloiden ansiosta omana saarekkeena. [1]



Kuva 2: Sähkövoimajärjestelmien osapuolet ja vastuurajat Helsingissä.[3]

Sähköasemia on 24 kappaletta, joista suurin osa on kahdella päämuuntajalla varustettuja. Sähköasemien kapasiteetti on mitoitettu siten, että yhden päämuuntajan ollessa irti verkosta pystytään aseman kuormitus hoitamaan muilla muuntajilla. Tilanpuutteen ja sähköasematonttien korkeiden kustannusten vuoksi suurin osa sähköasemien 110 kV:n kytkinlaitoksista on toteutettu kaasueristeisillä SF6-kojeistoilla. [4]

Sähköasemilta sähkö syötetään keskijänniteverkon kautta kuluttaja- ja jakelumuuntamoille. Keskijänniteverkossa käytetään historiallisista syistä 10 ja 20 kV:n jännitteitä siten, että Helsingin keskustan alueella jakelujännitteenä käytetään 10 kV:n jännitettä ja muualla 20 kV:n jännitettä. Keskijänniteverkko on rakennettu kokonaan silmukoiduksi, mutta sitä käytetään säteittäisesti. Keskijänniteverkon yhteenlaskettu pituus on 1562 kilometriä, josta 99,7 prosenttia on kaapeloitu. Jakelumuuntamoita on 1809 kappaletta, joiden verkstoautomaatioaste on 12,5 prosenttia. Muuntamoissa käytetään pääsääntöisesti 1 000, 800 ja 630 kVA muuntajia. Silmukoidun verkon korkea kaapelointiaste ja yhä lisääntyvä muuntamoautomaatio mahdollistavat korkean sähkön toimitusvarmuuden. Vuonna 2015 keskimääräinen keskeytysaika asiakasta kohden oli 4,1 minuuttia. Toisin sanoen, yksittäinen asiakas kokee yhden puolen tunnin mittaisen keskeytyksen sähkön jakelussaan kerran 10 vuoden aikana. [3, 4]

Pienjännitekuluttajille sähkö jaellaan pienjänniteverkon kautta. Myös pienjänniteverkko on rakennettu pitkälti silmukoidusti, mutta sitä käytetään säteittäisesti. Pienjänniteverkon yhteenlaskettu pituus on 4 437 kilometriä ja kaapelointiaste 97,3 prosenttia. Valtaosa HSV:n asiakkaista liittyy yhtiön pienjänniteverkkoon. [3]



### 3 Siirtohinnoitteluun vaikuttavat tekijät

Suomessa sähköverkkotoimintaa harjoittavan yhtiön on vuonna 1995 voimaan astuneen sähkömarkkinalain mukaan eriytettävä verkkoliiketoiminta sähkön tuotannosta ja kaupasta. Sähkömarkkinalaki avasi tuotannon ja kaupan vapaalle kilpailulle. Verkko toiminta säilytettiin säädeltynä monopolina, koska kansantaloudellisesti ei ole järkevää rakentaa rinnakkaista kilpailevaa sähköverkkoa samalle alueelle. Valta kunnallisesta sähkön siirrosta vastaa kantaverkkoyhtiö Fingrid ja sähkön jakelusta alueellisessa monopoliasemassa toimivat jakeluverkkoyhtiöt. Verkkoyhtiöt rahoittavat toimintansa pääasiallisesti siirtotoiminnasta kerätyillä siirtomaksuilla. Monopoliasemansa vuoksi verkkoyhtiöillä ei ole kilpailua omalla toimialueellaan ja tämän vuoksi niillä ei ole luonnollista tarvetta hinnoittelun kehittämiseksi. Monopoliaseman väärinkäytön estämiseksi verkkotoimintaa on ohjattava ja säädeltävä lainsäädännön sekä viranomaisvalvonnan avulla. [5, 6, 7]

Sähkön siirtohinnoittelun tulisi olla pitkällä tähtäimellä vakaata, jotta se takaisi asiakkaalle yllätyksettömät laskut ja toisaalta verkkoyhtiölle vakaan tulonmuodotuksen. Sähkön siirtohinnoittelulle ei ole olemassa yksittäistä universaalia ja yksinkertaista laskentamenetelmää, vaan jokainen verkkoyhtiö hinnoittelee tuotteensa toimintaympäristönsä, kulujensa, omistaja- ja asiakasrakenteensa perusteella lain antamissa puitteissa. Lainsäädännön asettamien vaatimusten lisäksi siirtohinnoitteluun sovelletaan yleisiä siirtohinnoitteluperiaatteita, joista keskeisimpiä ovat aiheuttamisperiaate, yksinkertaisuusperiaate ja markkinahintaperiaate. Yleisten periaatteiden lisäksi hinnoittelun tulisi kannustaa asiakkaita energiatehokkaaseen sähkön käyttöön. [6]

#### 3.1 Siirtohinnoitteluun vaikuttavat lait ja säädökset

Sähkömarkkinoiden toimintaa Suomessa säätelevät Euroopan unionin direktiivit, sähkömarkkinalaki (588/2013), valtioneuvoston asetus sähkömarkkinoista (65/2009), laki energiavirastosta (870/2013) sekä valtioneuvoston sekä työ- ja elinkeinoministeriön päätökset. [5] Suomen lainsäädännön viime aikaiseen kehitykseen on vaikuttanut etenkin Euroopan Unionin pyrkimykset luoda yhtenäiset sähkön sisämarkkinat, jossa jäsenvaltioiden lainsäädäntö ja valvontamallit olisivat pääpiirteittäin yhtenäiset.

##### 3.1.1 Sähkömarkkinalaki

Sähkömarkkinalaki astui voimaan vuonna 1995, jolloin sähkömarkkinat avattiin kilpailulle. Sähkömarkkinalain tarkoituksena on varmistaa edellytykset tehokkaasti toimiville kansallisille sähkömarkkinoille sekä EU:n sisämarkkinoille siten, että kohtuuhintaisen ja riittävän hyvälaatuisen sähkön saanti voidaan turvata. [8]

Sähköverkkotoimintaa voi harjoittaa Suomessa vain energiaviraston myöntämällä luvalla. Sähköverkkolupa myönnetään pääsääntöisesti toistaiseksi voimassa olevana

olettaen, että hakija täyttää verkkotoiminnalle asetetut tekniset, taloudelliset ja organisatoriset vaatimukset. Sähköverkkoluvassa Energiavirasto on määrännyt jakeluverkonhaltijalle maantieteellisen vastuualueen, jossa sen on kohtuullista korvausta vastaan huolehdittava sähkön siirto- ja jakelupalveluista sekä liitettävä tekniset vaatimukset täyttävät sähkönkäyttöpaikat ja tuotantolaitokset verkkoonsa. Verkonhaltija on veloitettu myös ylläpitämään, käyttämään ja kehittämään jakeluverkkoaan siten, että asiakkaille pystytään takaamaan riittävän hyvälaatuinen sähkö. [8]

Verkonhaltijan on järjestettävä sähkömarkkinalaissa määritellyn pistehinnoittelun mukaan edellytykset sille, että asiakas voi sopia kaikista verkkopalveluista alueellaan toimivan verkonhaltijan kanssa. Verkonhaltijan on myös järjestettävä edellytykset sille, että asiakas saa asianomaiset maksut maksamalla oikeuden käyttää liittymispisteestään käsin koko maan sähköverkkoa ulkomaan yhteyksiä lukuun ottamatta. Pistehinnoittelulla pyritään varmistamaan asiakkaiden tasapuolinen ja kustannusvas- taava hinnoittelu, sillä sähkönsiirron hinta ei saa riippua siitä, missä verkon käyttäjä maantieteellisesti sijaitsee verkonhaltijan vastuualueella. [8]

Sähkömarkkinalaki asettaa vaatimuksia myös taseselvityksen ja laskutuksen perus- tana olevalle sähkönmittaukselle. Mittaustiedot on rekisteröitävä ja ilmoitettava sähkömarkkinoiden osapuolille sekä laskutuksessa tarvittavat mittaustiedot on il- moitettava sähkön toimittajalle käyttöpaikkakohtaisesti. Lisäksi verkonhaltijan on mittauspalveluja järjestäessään pyrittävä edistämään verkon käyttäjien energiatehok- kaampaa sähkönkäyttöä sekä sähkönkäytön ohjausmahdollisuuksien hyödyntämistä. [8]

Jakeluverkonhaltijan sähkönsiirron myyntiehtojen- ja hintojen sekä niiden määräy- tymisperusteiden on oltava tasapuolisia ja syrjimättömiä kaikille verkon käyttäjille. Verkkopalveluiden yleiset myyntiehdot ja -hinnat sekä määräytymisperusteet on julkaistava ja ilmoitettava Energiavirastolle. Verkonhaltijan on julkaistava myös verk- kopalvelujensa hintatasoa, verkkotoiminnan tehokkuutta, laatua, kannattavuutta, sähköverkon kehittämistä sekä sähköverkkoon liittyviä, sähkömarkkinoiden toimintaa kuvaavia tunnuslukuja. [8]

### 3.1.2 Euroopan unionin direktiivit

Euroopan Unioni on pyrkinyt luomaan yhteisiä sähkön sisämarkkinoita jäsenmaidensa alueelle jo vuodesta 1999 lähtien. EU:n tavoitteena on sekä saavuttaa kilpailuky- kyisemmät hinnat tehokkaammin toimivien sisämarkkinoiden avulla että parantaa sähkön toimitusvarmuutta yhtenäistämällä jäsenvaltioiden lainsäädäntöä.

Energiatehokkuusdirektiivin (2012/27/EU) avulla EU pyrkii saavuttamaan sen jä- senmailleen asettamat ympäristötavoitteet vuoteen 2020 mennessä. Energiatehok- kuusdirektiivin mukaan joko energian jakelijoiden tai kaikkien energian vähittäis- myyntiyritysten tulisi saavuttaa vuosittainen 1,5 %:n energian säästö myymästään sähköenergiasta. [9]

Energiatehokkuuden parantamiseksi kuluttajia tulisi ohjata vähentämään energian

käyttöä ja siirtämään kulutustaan pois huippukuormitustunneilta. Ohjeistuksen energian käytön vähentämiseksi ja kulutuksen siirtämiseksi voi tehdä esimerkiksi laskutuksen yhteydessä, jolloin laskutuksen perusteet voidaan esittää selkeästi eroteltuna ja osin graafisesti. Kuluttajien ohjeistusta voidaan tehdä myös luomalla sovellukset, joiden avulla kuluttaja voi seurata omaa kulutustaan lähes reaaliajassa. Tämän vuoksi sähköenergian laskutuksen tulee perustua älymittausratkaisuun, jolla voidaan kuvata tarkasti loppukäyttäjän todellista energian kulutusta ja välittää tietoa sen ajoittumisesta. [9]

Verkkosäätely ja –tariffit eivät saa estää kysynnänohjaustoimenpiteitä, kysynnän hallintaa tai hajautetun tuotannon saataville asettamista. Lisäksi verkkotariffit voivat tukea loppukäyttäjien kysynnänohjaustoimenpiteiden dynaamista hinnoittelua, kuten osallistumista kulutushuippujen leikkaamiseen. Kysynnänohjaustoimenpiteillä, kysynnän hallinnalla ja hajautetulla tuotannolla voidaan alentaa verkkoyhtiön kustannuksia. Esimerkiksi kulutushuippujen leikkaamisella voidaan pienentää verkon tarvitsemien investointien määrää. Direktiivin mukaan kysynnänohjaustoimenpiteillä, kysynnän hallinnalla tai hajautetulla tuotannolla saavutettujen kustannussäästöjen on heijastuttava verkkotariffeihin, joiden on oltava näiltä osin kustannusvastaavia. [9]

## 3.2 Sähkömarkkinoiden valvonta

Sähkömarkkinakeskus perustettiin vuonna 1995 sähkömarkkinalain voimaan astumisen jälkeen valvomaan sähkömarkkinoiden uudistumista ja avautumista kilpailulle. Vuonna 2000 Sähkömarkkinakeskus muuttui Energiamarkkinavirastoksi, kun sen tehtävät laajenivat sähkömarkkinoiden valvonnasta myös maakaasumarkkinoiden valvontaan. Vuonna 2014 nimi muutettiin Energiavirastoksi, kun viraston tehtäväkenttää laajennettiin koskemaan aiempien tehtävien lisäksi myös energiatehokkuuden ja uusiutuvan energian käyttöä edistäviin tehtäviin. [10]

Energiaviraston tehtäviä sähkömarkkinoilla ovat [10]

- Suomen ja EU:n sähkömarkkinalainsäädännön valvominen
- Sähköverkkolupien ja vähintään 110 kV:n sähköjohtojen hankelupien myöntäminen
- Sähkön siirtohinnoittelun valvominen
- Sähkön sisämarkkinoiden kehittymisen edistäminen
- Sähkön alkuperätakuun valvominen

Energiavirasto valvoo sähkönsiirron hinnoittelun kohtuullisuutta ja sähkömarkkinalain toteutumista johtuen alan luonnollisesta monopoliasemasta. Energiaviraston harjoittama hinnoittelun kohtuullisuuden valvonta on osittain etukäteistä ja osin jälkikäteistä. Valvonnan periaatteet ilmoitetaan ennen valvontakauden alkua, mutta

suuntaviivoihin perustuvat siirron hinnoittelun kohtuullisuutta koskevat valvontapäätökset toteutetaan jälkikäteisesti, kun verkkoyhtiöiden tilinpäätöstiedot ovat käytettävissä. [5]

### 3.2.1 Energiaviraston valvontamalli

Energiaviraston sähkön siirtohinnoittelun valvontamalli perustuu nelivuotisiin valvontajaksoihin, tosin ensimmäinen valvontajakso (2005-2007) kesti vain 3 vuotta. Nyt käynnissä oleva neljäs valvontakausi alkoi vuoden 2016 alussa ja se kestää aina vuoden 2019 loppuun. Viides valvontakausi alkaa vuonna 2020 ja se kestää vuoden 2023 loppuun asti. Neljännen ja viidennen kauden valvontamalli perustuu pitkälti aiempiin valvontamalleihin, joskin sitä on kehitetty aiemmilta valvontajaksoilta saadun kokemuksen ja palautteen pohjalta. Valvontamallin päätavoitteena on varmistaa verkkopalveluiden hinnoittelun kohtuullisuus ja korkea laatu. Muina tavoitteina on valvoa tasapuolisuuden toteutumista, yhtiön panostusta verkon kehittämiseen ja yhtiön liiketoiminnan pitkäjänteisyyttä niin jatkuvuuden, kehittämisen ja tehokkuuden suhteen. [11]

Energiaviraston käyttämällä valvontamenetelmällä arvioidaan siirtohinnoittelun kohtuullisuutta vertaamalla laskettua kohtuullista tuottoa toteutuneeseen oikaistuun tulokseen. Kohtuullinen tuotto määritellään laskemalla verkonhaltijan sähköverkko toimintaan sitoutuneelle oikaistulle omalle ja korolliselle vieraalle pääomalle kohtuullinen tuottoaste pääoman painotetun kesikustannuksen perusteella (WACC). [11]

Toteutunut oikaistu tulos määritellään korjaamalla toteutunutta tuloslaskelmaa valvontamenetelmässä määritettyjen kannustimien avulla. Tuloksen oikaisuun käytettäviä kannustimia ovat [11]:

- Investointikannustin
- Laatu-kannustin
- Tehostamiskannustin
- Innovaatiokannustin
- Toimitusvarmuuskannustin.

Investointikannustimella kannustetaan verkkoyhtiöitä investoimaan verkon uudistamiseen, kehittämiseen ja parantamaan sen toimitusvarmuutta. Investointikannustin perustuu oikaistusta sähköverkko-omaisuudesta laskettuihin oikaistuihin tasapoistoihin, suunnitelmien mukaisiin poistoihin ja sähköverkon hyödykkeiden arvon alenemisiin. Oikaistut tasapoistot lasketaan verkon komponenttien jälleenhankinta-arvosta niiden iän ja EV:n yksikköhintojen perusteella. Tasapoistojen laskenta ei pääty, vaikka komponentin ikä olisi ylittänyt verkonhaltijan sille valitseman pitoajan, sillä kannustimen tarkoituksena on myös kannustaa verkonhaltijaa tekemään toimitusvarmuutta

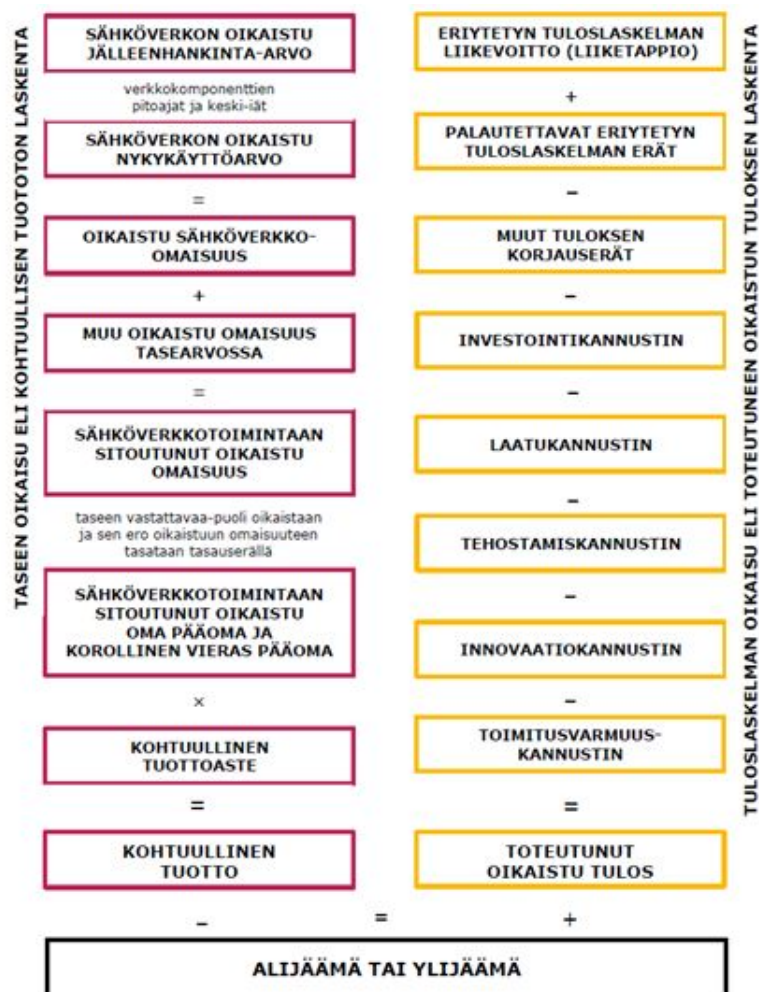
parantavia investointeja. Investointikannustimen vaikutus lasketaan siten, että oikaistuista tasapoistoista vähennetään suunnitelmien mukaiset poistot ja sähköverkon hyödykkeiden arvonaleneminen. Investointikannustin vähennetään toteutuneesta tuloksesta. Investointi- ja innovaatiokannustimen välille voidaan vetää hatara linkki, sillä innovaatiokannustimella mahdollistetaan verkkoyhtiölle verkon kehitykseen ja erilaisiin tutkimuksiin meneviä kuluja toteutuneesta oikaistusta tuloksesta. Esimerkiksi osa etäluettavien mittareiden tarvitsemista investoinneista on voitu kohdistaa innovaatiokannustimen mukaiseksi toiminnaksi. [11]

Laatukannustimella kannustetaan verkkoyhtiötä kehittämään sähkönsiirron- ja jakelun laatua sekä vähentämään asiakkaiden kokemien keskeytysten ja niiden vaikutusajan määrää. Toimitusvarmuuden osalta kannustin ohjaa verkkoyhtiötä saavuttamaan sähkömarkkinalain edellyttämän tason toimitusvarmuudelle ja oma-aloitteisesti kehittämään toimitusvarmuutta tätä tasoa paremmaksi. Jos verkkoyhtiö onnistuu alentamaan asiakkaiden kokemia keskeytyksiä ja niiden vaikutusaikoja referenssitason alapuolelle, sallitaan yhtiölle suurempi sallittu tuotto. [11]

Tehostamiskannustimella kannustetaan verkonhaltijaa toimimaan kustannustehokkaasti. Toiminta on kustannustehokasta, kun sen toimintaan käyttämät kustannukset ovat mahdollisimman alhaiset verrattuna toiminnan laajuuteen. Tehostamiskannustin koostuu yleisestä ja yrityskohtaisesta tehostamistavoitteesta. Yleisellä tehostamistavoitteella pyritään kannustamaan kaikkia, myös tehokkaimmin toimivia verkkoyhtiöitä, tehostamaan omaa toimintaansa yleisen tuottavuuskehityksen mukaisesti. Neljännelle ja viidennelle valvontakaudelle yleiseksi tehostamistavoitteeksi on asetettu 0 prosenttia, johtuen uusien tehtävien ja toimintatapojen aiheuttamien lisäkustannusten ja niiden mahdollistamien kustannussäästöjen luotettavan arvioinnin vaikeuden vuoksi. Yrityskohtaisella tehostamistavoitteella kannustetaan tehokkuusmittauksissa tehottomaksi havaittua verkonhaltijaa saavuttamaan tehokas toimintatapa. [11]

Toimitusvarmuuskannustimella kannustetaan verkkoyhtiötä tekemään toimitusvarmuutta parantavat investoinnit sekä panostamaan verkon ylläpitoon siten, että verkkoyhtiö pystyy saavuttamaan sähkömarkkinalain toimitusvarmuudelle asettamat toimitusvarmuuskriteerit lain antamassa määräajassa kustannustehokkaasti. Kannustimessa huomioidaan toimitusvarmuuden parantamiseksi tehtävät ennaikaiset korvausinvestoinnit ja toimitusvarmuuden parantamiseksi tehdyistä kunnossapito- ja varautumistoimenpiteistä aiheutuneet kustannukset. [11]

Neljännellä ja viidennellä kaudella käytetty valvontamalli on esitelty kuvassa 3, jonka vasemmassa reunassa on esitetty taseen oikaisun eli kohtuullisen tuoton laskennan menetelmät ja kuvan oikeassa reunassa on esitetty tuloslaskelman oikaisun eli toteutuneen oikaistun tuloksen laskennan menetelmät. [11]



Kuva 3: Neljännen (2016-2019) ja viidennen (2020-2023) valvontakauden valvontamenetelmä. [11]

Siirtohinnoittelun kohtuullisuutta arvioitaessa kohtuullista tuottoa verrataan toteutuneeseen oikaistuun tulokseen. Mikäli erotus on positiivinen, palautetaan ylijäämä asiakkaille alempien siirtomaksujen muodossa tulevana vuosina. Jos erotus on negatiivinen, voidaan syntynyt alijäämä kerätä asiakkailta korottamalla siirtomaksuja tulevana vuosina.

### 3.3 Siirtohinnoitteluperiaatteet

Siirtohinnastoa muodostettaessa on huomioitava useita erilaisia hinnoitteluperiaatteita, joista jokaisella on omat vaatimuksensa. Hinnoitteluperiaatteet ja niiden vaatimukset ovat usein keskenään hieman ristiriitaisia, joten verkkoyhtiön on painotettava näitä osin ristiriitaisiakin vaatimuksia omien tavoitteiden ja yhtenäisen siirtotuotejärjestelmän saavuttamiseksi.

Hinnoitteluperiaatteista keskeisimpiä ovat aiheuttamisperiaate, yksinkertaisuusperiaate ja markkinahintaperiaate. Keskeiset hinnoitteluperiaatteet ja muut huomioitavat hinnoitteluperiaatteet on esitetty kuvassa 4.

Vapaavalintaisuus	Pistehinnoittelu
Yhteensopivuus	Aiheuttamisperiaate
Pitkäjänteisyys	Asiakkaiden kulutuksen ohjaaminen
Yksinkertaisuus	Energiatehokkuus
Markkinahintaperiaate & Sähkömarkkinoiden tarpeet	Taloudelliset tavoitteet

Kuva 4: Siirtotuotteiden hinnoittelua ohjaavat vaatimukset. [12]

### 3.3.1 Aiheuttamisperiaate

Siirtotuotteiden tulee olla aiheuttamisperiaatteen mukaan kustannusvastaavia siten, että niillä voidaan kohdistaa verkkoyhtiölle siirtotoiminnasta aiheutuneet kustannukset mahdollisimman tarkasti niille asiakkaille, jotka niitä ovat aiheuttaneet. Käytännössä tämä tarkoittaa sitä, ettei esimerkiksi keskijännitteeseen liittynyt sähkönkäyttäjä joudu maksamaan siirtomaksuissaan kustannuksia, jotka ovat aiheutuneet pienjänniteverkossa. [5, 13, 14]

Aiheuttamisperiaatteen näkökulmasta optimitilanne syntyy, kun siirtohinnoittelu on täydellisesti kustannusvastaavaa. Täydelliseen kustannusvastaavuuteen päästään ainoastaan siten, että jokaisella sähkönkäyttäjällä olisi oma käyttöpaikkakohtainen siirtotuote käytössään. Tämä ei kuitenkaan ole sähkömarkkinalain mukaan mahdollista, sillä asiakkaiden siirtohinnoittelu ei saa riippua asiakkaan maantieteellisestä sijainnista jakeluverkkoyhtiön alueella ja siirtotuotteiden on oltava asiakkaille tasapuolisia. Lain rajoitteiden vuoksi samankaltaisia kuluttajia käsitellään ryhmittäin ja siirtohinnoittelussa pyritään keskimääräiseen kustannusvastaavuuteen täydellisen kustannusvastaavuuden sijaan. [12, 15]

### 3.3.2 Yksinkertaisuusperiaate

Yksinkertaisuusperiaatteen mukaisesti asiakkaan on pystyttävä ymmärtämään, mistä sähkönsiirtolasku koostuu ja kuinka siihen voi vaikuttaa. Käytännössä siirtotuotteet on hinnoiteltava siten, että niiden rakenteet ovat mahdollisimman yksinkertaiset ja selkeät. Esimerkiksi yleissiirtotuotteissa tämä tarkoittaa sitä, että hinnoittelussa käytettäviä komponentteja on vain kaksi: perusmaksu ja siirretyn energian määrään sidottu energiamaksu.

Aiheuttamisperiaate ja yksinkertaisuusperiaate ovat tavoitteina ristiriitaisia, mikäli niitä molempia haluttaisiin toteuttaa täydellisesti samanaikaisesti. Ristiriita aiheutuu täydellisen kustannusvastaavuuden vaatiman kuluttajakohdtaisen siirtotuotejärjestelmän monimutkaisuudesta ja epäselvästä rakenteesta. [12, 15]

### 3.3.3 Markkinahintaperiaate

Monopoliasemansa vuoksi verkkoyhtiöillä ei ole kilpailua omalla toimialueellaan, mikä vuoksi verkkoyhtiöllä ei ole luonnollista tarvetta oman hinnoittelun kehittämiseksi. Kuluttajalla on vapaus valita käyttämänsä siirtotuote verkkoyhtiön siirtohinnastosta, mutta siirtoyhtiötä kuluttaja ei voi kilpailuttaa, muuten kuin valitsemalla optimaalisen sijoittumisensa eri verkkoyhtiöiden siirtohinnoittelun pohjalta. Käytännössä tämä on mahdollista ja järkevää vain suurempien toimijoiden kohdalla. [5, 12, 16]

Monopoliaseman väärinkäyttöä ehkäistään Suomessa energiaviraston valvonnalla. Valvonnan lisäksi verkkoyhtiöiden tulee ilmoittaa verkkopalveluiden yleiset myyntiehdot ja -hinnat sekä määrätymisperusteet energiavirastolle, joka julkaisee verkkoyhtiöiden lähettämien tietojen pohjalta säännöllisin väliajoin vertailuja suomalaisten verkkoyhtiöiden siirtohinnoittelusta. Markkinahintaperiaatteen mukaan verkkoyhtiön kannattaa verrata oman hinnoittelunsa markkinakelpoisuutta yleisellä tasolla muihin samankaltaisessa toimintaympäristössä toimiviin verkkoyhtiöihin. Verkkoyhtiöiden hintojen vertailu ei kuitenkaan ole aivan yksiselitteistä johtuen eri yritysten erilaisista kustannusrakenteista. [12, 17]

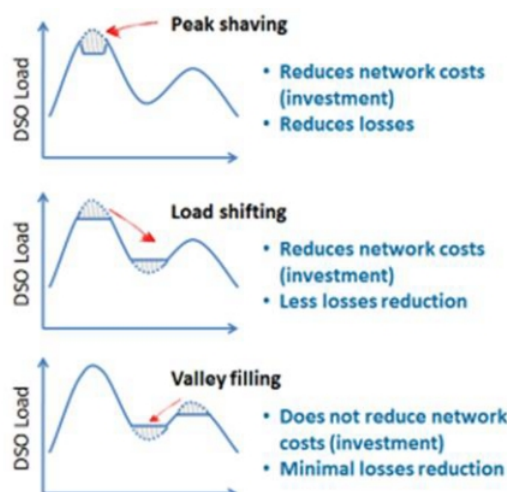
### 3.3.4 Muut hinnoitteluperiaatteet

Siirtohinnoittelun tulee aiheuttamis-, markkinahinta- ja yksinkertaisuusperiaatteiden lisäksi täyttää monia muita hinnoitteluperiaatteita. Lähtökohtaisesti siirtohinnoittelun tavoitteena on taata verkkoyhtiölle kohtuullinen ja ennustettavissa oleva tulonmuodostus, jonka avulla voidaan kattaa verkkoyhtiölle siirtotoiminnasta aiheutuvat kustannukset. Toisaalta siirtohinnoittelun tulisi ohjata sekä asiakkaita että verkkoyhtiötä käyttäytymään tavalla, joka maksimoisi ympäröivän yhteiskunnan edut sekä lyhyellä että pitkällä tähtäimellä. [13, 14]

Yhteiskunnan etuna voidaan nähdä myös EU:n energiatehokkuusdirektiivin siirtohinnoittelulle asettamat vaatimukset energiatehokkuudesta, jonka mukaan hinnoittelun



tulisi kannustaa kohti energiatehokkaampaa kulutusta. Tähän voidaan päästä luomalla hinnastoon kannustinrakenteita, joiden avulla kuluttajat saadaan siirtämään omaa kulutustaan verkkoyhtiön kannalta optimaalisempaan ajankohtaan tai leikkaamaan omaa huipputehon tarvettaan. Kuormituksen siirtymisellä optimaalisempaan ajankohtaan ja alentuneella huipputehon tarpeella on suora vaikutus verkon mitoittamiseen ja täten verkkoyhtiölle siirtotoiminnasta aiheutuneisiin kustannuksiin, sillä alentunut huipputehon tarve laskee myös verkkoyhtiön verkon tarvitsemia tehoeräisiä investointitarpeita ja verkostohäviöitä (kuva 5). [13, 18]



Kuva 5: Kysynnänohjauksen vaikutukset. [13]

Verkkoyhtiö ei ole ainoa toimija sähkömarkkinoilla. Sähkömarkkinoilla toimivia tahoja verkkoyhtiöiden lisäksi ovat asiakkaat, tuottajat, vähittäismyyjät sekä kantaverkkoyhtiö. Tämän vuoksi siirtotuotteiden hinnoittelussa tulee huomioida myös eri tahojen intressit, jottei esimerkiksi siirto- ja myyntitariffit muodosta keskenään ristiriitaisia kannustinvaikutuksia. Ristiriitaa on kuitenkin tehopohjaisilla tariffirakenteilla vaikea välttää, sillä tehomaksu kannustaa asiakasta leikkaamaan huipputehoaan ja toisaalta sähkön markkinahinta (Spot) kannustaa asiakasta ohjaamaan kaiken sähkönkäytön halvimmalle tunnille. Erilaisten toimijoiden lisäksi myös asiakkaiden sähkönkäyttötottumuksissa on eroja, jonka vuoksi verkkoyhtiöiden kannattaa tarjota useampia tietyin reunaehdoin vapaasti valittavissa olevia siirtotuotteita, jotta kuluttajat voisivat valita heidän käyttötottumuksiinsa parhaiten soveltuvan siirtotuotteen. [18]

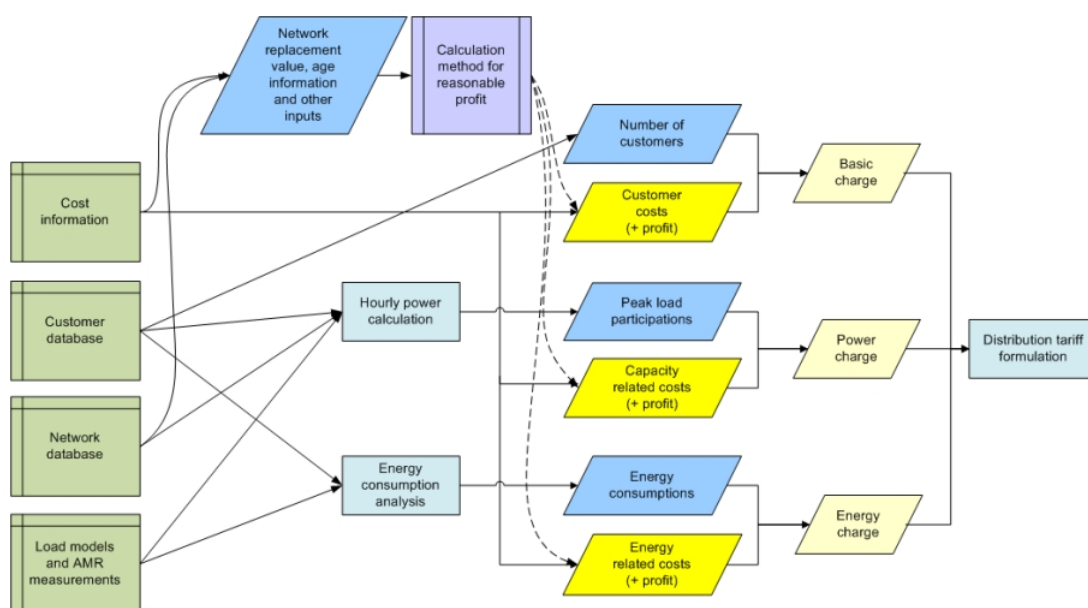
Siirtohinnoittelun tulisi olla pitkäjänteistä. Pitkäjänteisyydellä tarkoitetaan sitä, ettei siirtohinnoitteluun tehdä suuria muutoksia tai korotuksia kovin usein. Suuria ja yllättäviä hinnankorotuksia tulisi välttää, sillä tehdyt hinnankorotukset voivat viedä pohjan asiakkaan tekemiltä energiaratkaisuilta. Myöskään siirtotuotteiden rakenteisiin ei tulisi tehdä äkillisiä ja suuria muutoksia yhdellä kerralla. Äkilliset ja suuret muutokset hinnoitteluperusteissa voivat vaikuttaa heikentävästi asiakkaiden kykyyn ymmärtää, mistä oma siirtolasku koostuu ja kuinka siihen voi itse vaikuttaa. Lisäksi suuret äkilliset muutokset voisivat vaikeuttaa myös verkkoyhtiön tulonmuo-

dostuksen ennustamista. Siirtohinnoittelunperusteissa tapahtuvat suuret muutokset tulisikin hoitaa tietyn siirtymääjan puitteissa, jonka aikana kuluttajille viestittäisiin uusista hinnoitteluperusteista ja niiden vaikutuksista kuluttajan sähkönsiirtolaskuun. [13, 19]

## 4 Siirtohinnoitteluprosessi

Siirtohinnoitteluprosessi koostuu useasta vaiheesta, joita ovat asiakasanalyysi, kulutusanalyysi, kustannusanalyysi, kustannusten jaottelu ja siirtotuotteiden muodostaminen. Siirtohinnaston luomiseksi ei ole olemassa yhtä universaalia laskentatapaa, vaan jakeluverkkoyhtiöt voivat hinnoitella sähkön siirron vapaasti. Käytännössä universaalin laskentatavan puute johtuu siitä, että eri verkkoyhtiöillä on erilaiset toimintaympäristöt ja erilaiset asiakas- sekä kustannusrakenteet. Vaikka verkkoyhtiöt voivat toteuttaa hinnoittelun käytännössä vapaasti, tulee hinnoitteluun käytetyt metodit ja määräytymisperusteet julkaista Energiavirastolle. [6]

Siirtohinnoitteluprosessi aiheuttamisperiaatteen mukaisen siirtohinnaston muodostamiseksi voi edetä kuvan 6 mukaisesti.



Kuva 6: Aiheuttamisperiaatteen mukainen siirtohinnoitteluprosessi. [6]

Siirtohinnoitteluprosessissa asiakkaat jaotellaan ensimmäisiksi sopiviin tariffiryhmiin. Käytännössä asiakkaat on jaoteltu jo valmiiksi tiettyjen siirtotuotteiden alaisuuteen ja tieto asiakkaiden jakautumisesta eri siirtotuotteille saadaan asiakastietojärjestelmistä. Tämän jälkeen tehdään kulutusanalyysi, jossa selvitetään asiakkaiden, siirtotuoteryhmien ja verkon eri osien kuormituskäyttäytyminen tarkasteluajanjaksolla. Kulutusanalyysin jälkeen tehdään kustannusanalyysi, jossa selvitetään siirtotoiminnasta aiheutuneet kustannukset sekä niiden kohdistuminen eri kustannuspaikoille. Kulutus- ja kustannusanalyysien avulla kustannukset kohdistetaan siirtotuotteiden hinnoittelukomponentteihin, joiden pohjalta luodaan yhtenäinen siirtohinnasto. [6]

## 4.1 Kulutusanalyysi

Kulutustietoja hyödynnetään monin eri tavoin sähkönjakelussa. Kulutustietoja käytetään esimerkiksi sähköverkon suunnittelussa, kuorman ohjauksessa ja asiakkaiden siirtohinnoittelussa. Jakeluverkon mitoitus perustuu huipputehoon, jonka vuoksi sen suuruuden ja ajoittumisen tunteminen verkon eri osissa on perusedellytys verkon suunnittelulle. Jakeluverkon tarvitsemat investoinnit syntyvät verkon mitoitusperusteena käytetyn huipputehon perusteella. Huipputehon suuruuteen vaikuttaa verkkoon liittyneiden asiakkaiden määrä, tyyppi sekä eri asiakkaiden huipputehon ajoittuminen. [5, 12]

Kulutusanalyysillä selvitetään, kuinka jakeluverkon eri osat ja niiden kuormitukset sekä eri asiakas- tai siirtotuoteryhmät osallistuvat verkon kuormitukseen ja kuinka verkon kuormitus kehittyy tulevaisuudessa. Siirtohinnoittelua varten tarvittavia tietoja ovat eri verkon osien vuosienenergiat, tuntikeskitehot ja huipputehot sekä niiden ajoittumishetki. Kulutusanalyysi tehdään, jotta sähköverkkotoiminnasta aiheutuneet kustannukset voidaan kohdistaa aiheuttamisperiaatteen mukaisesti asiakkaiden ja siirtotuotteiden kesken. [15, 20, 21, 22]

Kuluttajilta kerätyt vuosienenergiatiedot voidaan muuttaa laskennallisesti monin eri tavoin tehoiksi, esimerkiksi käyttämällä Velanderin kaavaa tai laajemmin käytössä olevia tyyppikäyttäjäkohtaisia kuormitusmalleja. Tulevaisuudessa nykyiset kuormitusmallit voidaan korvata uusilla kuormitusmalleilla, jotka pohjautuvat etäluettavilla mittareilla kerättyyn dataan ja klusterointimenetelmiin. [5, 20]

### 4.1.1 Velanderin kaava

Velanderin kaavaa on käytetty jakeluverkon huipputehojen määrittämiseen ennen nykyisten kuormituskäyrien määrittämistä. Velanderin kaavalla muunnetaan kuluttajan sähköenergia tehoksi yhtälön 1 mukaisesti:

$$P_{max} = k_1 \cdot W + k_2 \cdot \sqrt{W}, \quad (1)$$

missä  $P_{max}$  on huipputeho (kW),  $k_1$  ja  $k_2$  ovat Velanderin vakiot ja  $W$  on vuosittainen energian kulutus (MWh). Velanderin vakiot perustuvat mittauksiin ja käytännön kokemuksiin. Taulukossa 1 on esitelty muutamia Velanderin kertoimia. [5, 23]

Taulukko 1: Esimerkki Velanderin kaavan kertoimista. [5]

Sähkön käyttäjäryhmä	$k_1$	$k_2$
Kotitalous	0,29	2,50
Sähkölämmitys	0,22	0,90
Palvelu	0,25	1,90

Velanderin kaava ei sovellu yksittäisen sähkönkäyttäjän tietyn ajanhetken tehojen määrittämiseen, koska sähkön käyttäjät eivät noudata kovinkaan tarkasti Velanderin kaavaa. Velanderin kaava soveltuukin lähinnä vain suurten joukkojen tehohuippujen analysointiin. Käytännössä Velanderin kaavan käyttämisestä on luovuttu ja siirrytty käyttämään tyyppikäyttäjakohtaisia kuormitusmalleja. [5, 23]

#### 4.1.2 Kuormitusmallit

Sähkönkäyttäjien kuormituskäyttäytymisen mallintamisessa käytetään kuormitusmalleja, jotka kuvaavat eri tyyppikäyttäjien kuormituskäyttäytymistä. Kuormitusmalleja käytetään pääsääntöisesti siksi, että ne ovat kuvanneet kuluttajien sähkönkäyttötottumuksia parhaiten. Nykyisin käytössä olevat kuormitusmallit julkaistiin Sähkölaitosyhdistyksen (nykyinen Sähköenergialiitto ry Sener) toimesta vuonna 1992. Tyyppikäyttäjakohtaiset kuormitusmallit luotiin osana Sähkölaitosyhdistyksen sähkön käytön kuormitustutkimusta, joka toteutettiin yhteistyössä 42 sähkölaitoksen kesken ja mittauskohteita oli lähes 1200. Suoritettujen mittausten tuloksena saatiin eri tyyppikäyttäjien tuntikohtaiset tehovaihtelut, tuntikeskitehojen hajonnat ja lämpötilariippuvuudet. [5]

Kuormitusmalleja luotaessa sähkönkäyttäjät jaoteltiin kulutustottumuksien mukaisesti käyttäjäjoukkoihin, joiden sähkön kulutuksen voitiin olettaa riittävällä tarkkuudella samanlaisiksi. Mittausten tuloksien pohjalta luotiin indeksisarjat, jossa kalenterivuosi on jaettu 26 2-viikkojaksoon. Jokaiselle tyyppikäyttäjärhmälle laskettiin 2-viikkojaksoa vastaavat keskitehot ja niihin suhteutetut 2-viikko- ja tunti-indeksit eri kausille. Viikkomallit on jaoteltu kolmeen kategoriaan: arkeen, aattoon ja pyhään. [5, 20]

Kuormituksen suuruus riippuu oleellisesti vallitsevasta lämpötilasta. Lämpötilan vaikutus on huomioitu kuormitusmallien muodostamisessa yksinkertaisen lineaarisen laskentamallin (yhtälö 2) mukaisesti:

$$q_{tod}(t) = q_0(t) + \beta \cdot \Delta T(t), \quad (2)$$

missä  $q_{tod}(t)$  on mitattu sähkönkäyttö ajanhetkellä  $t$ ,  $q_0(t)$  on sähkön käyttö normaalissa ulkolämpötilassa ajanhetkellä  $t$ ,  $\beta$  on kuormituksen lämpötilan riippuvuutta kuvaava kerroin, joka on voimassa koko mallin ajan, ja  $\Delta T(t)$  on mitatun ja normaalin lämpötilan erotus ajanhetkellä  $t$ . [5]

Tyyppikäyttäjärhmille luotujen kuormitusmallien avulla sähkönkäyttäjien tuntikohtainen keskitehontarve voidaan laskea vuoden eri tunneille 2-viikko- ja tunti indeksisarjoista yhtälön 3 avulla:

$$P_{ri} = \frac{E_r}{8760} \cdot \frac{Q_{ri}}{100} \cdot \frac{q_{ri}}{100}, \quad (3)$$

missä  $P_{ri}$  on tyyppikäyttäjäryhmän  $r$  ajanhetken  $i$  keskituntiteho,  $E_r$  on tyyppikäyttäjäryhmän  $r$  yhteenlaskettu vuosienenergia,  $Q_{ri}$  on tyyppikäyttäjäryhmän  $r$  2-viikkoindeksi ja  $q_{ri}$  on tyyppikäyttäjäryhmän  $r$  ajanhetkeä  $i$  vastaava tunti-indeksi. [5]

#### 4.1.3 Satunnaisvaihtelun huomiointi

Jakeluverkon mitoitus perustuu huipputehoon, jonka vuoksi sen suuruuden ja ajoittumisen tunteminen verkon eri osissa on perusedellytys verkon suunnittelulle. Edellä esitetyn mallin mukaan laskettu keskiteho kuvastaa suuren tyyppikäyttäjäjoukon keskimääräistä käyttäytymistä. Yksittäisen sähkönkäyttäjän kulutusta tarkasteltaessa huomataan, että siinä esiintyy paljon voimakastakin satunnaisvaihtelua, jolloin yksittäisen sähkönkäyttäjän teho voi olla paikoin tyyppikäyttäjäjoukon keskimääräistä tehoa pienempi tai suurempi. Tämän vuoksi kuormitusmallin tuloksena saatavaa keskituntitehoa ei voida käyttää kuluttajan huipputehona eikä suunnittelun perustana. [5]

Verkon mitoituksen perustana käytettävää huipputehoa voidaan arvioida tilastomatemattisin keinoin, kun tunnetaan samankaltaisten sähkönkäyttäjien tehon odotusarvo ja hajonta. Lisäksi arviointia varten oletetaan, että sähkönkäyttäjien kuormitus noudattaa normaalijakaumaa, jolloin huipputehoa ( $P_{max}$ ) voidaan arvioida tietyllä varmuusmarginaalilla yhtälön 4 mukaisesti.

$$P_{max} = n \cdot \bar{P} + z_a \cdot \sqrt{n} \cdot \delta \quad (4)$$

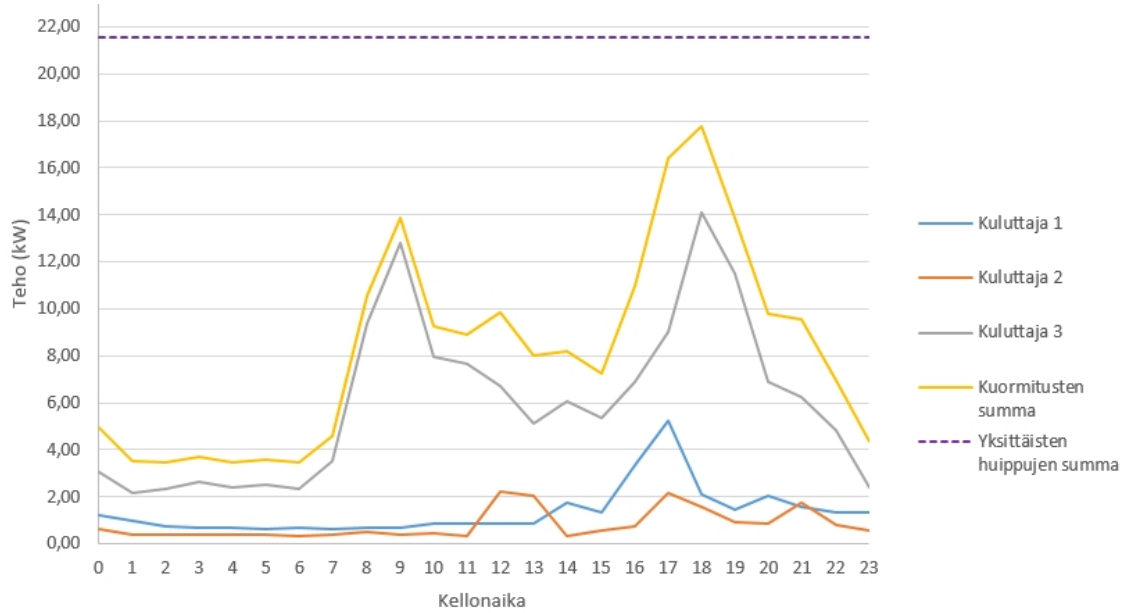
missä  $n$  on tarkasteltavien sähkönkäyttäjien lukumäärä,  $\bar{P}$  keskiteho,  $z_a$  varmuusmarginaalia  $a$  vastaava kerroin ja  $\delta$  käyttäjäryhmäkohtainen keskihajonta. [5]

Hajonnan vaikutus huipputehon suuruuteen vähenee otoskoon kasvaessa, minkä perusteella voidaan tehdä johtopäätös, että hajonnan vaikutukset on huomioitava lähinnä pienjänniteverkon huipputehon määrittämisessä. Pienjänniteverkossa asiakasmäärät voivat olla pieniä, jolloin hajonta vaikuttaa suuresti yksittäisen muuntopiirin huipputehoon. [5]

#### 4.1.4 Tehojen risteilyn vaikutus

Sähköverkon tarvitsemia tehoeräisiä investointeja voidaan vähentää huomioimalla kuluttajien tehojen risteilyn vaikutukset, sillä usein verkko voidaan mitoittaa risteilyn ansiosta huomattavasti sähkönkäyttäjien yhteenlaskettua huipputehoa pienempää tehoa varten. [24] Tehojen risteilyä voidaan havainnollistaa kuvalla 7, jossa on esitelty kolmen erilaisen kuluttajan käyttäytymistä yhden vuorokauden aikana.

Kuvasta huomataan, että tehojen risteilyä syntyy, kun erilaisten sähkönkäyttäjien tehon tarpeiden huippukohdat sattuvat keskenään verrattaessa eri ajankohdille. Tehojen risteilyn vuoksi yksittäisten erilaisten sähkönkäyttäjien yhteenlasketun kuormituksen



Kuva 7: Sähkönkäyttäjien tehojen risteily vuorokauden aikana.

huipputeho jää pienemmäksi kuin summaamalla yksittäisten sähkönkäyttäjien yksittäiset huipputehot yhteen. Esimerkiksi kuvan 7 tapauksessa yksittäiset tehohiiput summaamalla huipputehoksi saadaan 21,55 kW, kun vastaavasti tehojen risteilyn vaikutukset huomioimalla suurimmaksi huipputehoksi saadaan 17,79 kW.

Kuormitusanalyysiä tehtäessä tulee huomioida tehojen risteilyjen vaikutukset, sillä niiden huomioimatta jättäminen kasvattaisi jakeluverkon mitoituksen perusteena käytettävää huipputehoa huomattavasti. Tällöin myös verkon tarvitsemat investointikustannukset kasvavat, joka näkyy lopulta kuluttajien sähkönsiirtolaskussa. Matemaattisesti tehojen risteilyn vaikutus huipputehoon voidaan laskea yhtälön 5 mukaisesti.

$$P_{max} = \sum_{i=1}^l (n_i \cdot \bar{P}_i) + z_a \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^l (n_i \cdot \delta_i^2)}, \quad (5)$$

missä  $P_{max}$  on verkon tai sen tarkastellun osan yhden tunnin aikainen huipputeho ja  $l$  tarkasteltavien tyyppikäyttäjryhmien lukumäärä. [5, 15, 25]

#### 4.1.5 AMR-datan hyödyntäminen

VTT:n vuonna 2010 teettämän Kuormituskäyrien hyödyntäminen tulevaisuudessa -tutkimusraportin mukaan SLY:n kuormitusmallit eivät kuvaa hyvin tämän päivän eikä tulevaisuuden kulutusta. Nykyiset kuormitusmallit ovat jo yli 20 vuotta vanhoja, jonka vuoksi ne eivät enää vastaa täysin sähkönkäyttäjien kulutustottumuksia. [26]

Sähköjärjestelmässä ja sähkön kulutustottumuksissa on jo tapahtunut ja tulee tapahtumaan tulevaisuudessa paljon muutoksia. Eräs sähköjärjestelmää ja sähkön kulutustottumuksia vauhdikkaasti muovaava tekijä on kasvanut huoli ilmastomuutoksesta, jonka vuoksi etenkin EU on voimakkaasti ajanut uusiutuvan ja hajautetun tuotannon määrän lisäämistä. Esimerkiksi aurinkoisena kesäpäivänä hajautettua tuotantoa omaavalla kuluttajalla voi olla negatiivisia arvoja kulutuskäyrässään, kun asiakkaan tuotantoa siirretään jakeluverkkoon. [26]

Hajautetun tuotannon lisäksi kuluttajille on tullut tarjolle uusia sähkön käytön kohteita, jotka muuttavat ja muovaavat kulutusta ja kulutustottumuksia. Tällaisia ovat muun muassa erilaiset lämpöpumput ja sähköautot sekä valaistuksessa siirtyminen hehkulamputta energiatehokkaampiin LED-lamppuihin. Esimerkiksi ilmalämpöpumpun asentaminen suorasähkölämmitteiseen taloon näkyy jakeluverkkoyhtiölle siirretyn sähköenergian määrän vähentymisenä tehon tarpeen säilyessä ennallaan tai sen jopa kasvaessa. Asiakas harvoin ilmoittaa tämänkaltaisesta lämmitystavan muutoksesta verkkoyhtiölle, jonka seurauksena verkkoyhtiöiden mallinnokset kuormituksesta eivät osu enää yksiin toteutuneen kulutuksen kanssa. [14, 26]

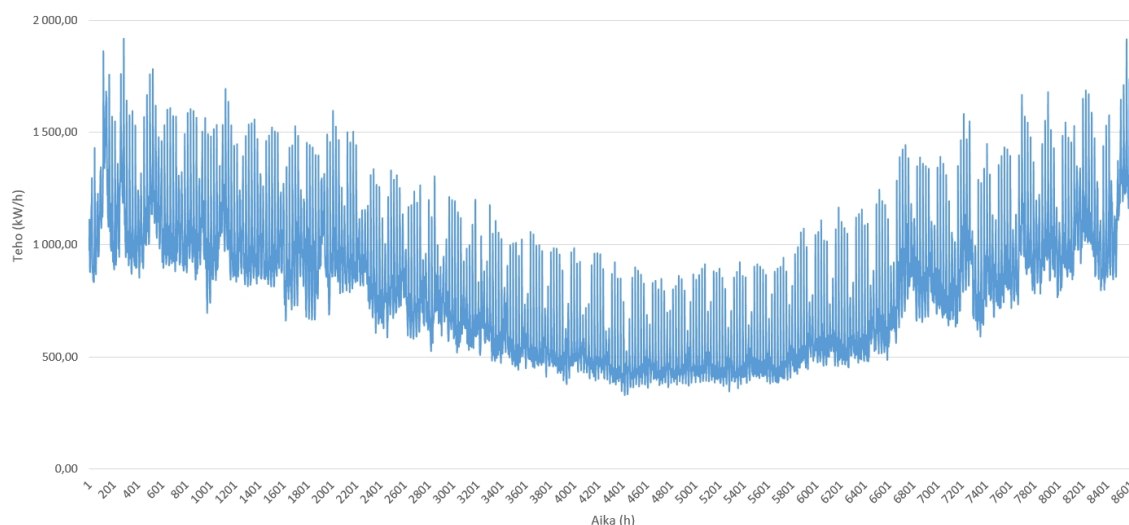
Sähkökäytössä tapahtuneiden muutosten myötä nykyisin käytössä olevia SLY-kuormitusmalleja on joko kehitettävä tai niiden tilalle on luotava uusia, sillä nykyisin käytössä olevista malleista puuttuvat kokonaan suurimpien muutosten aiheuttajat kuten hajautettu tuotanto, erilaiset lämpöpumput ja sähköautot. [26]

Etäluettavilla mittareilla on keskeinen rooli sekä kuluttajien luokittelussa että uusien kuormitusmallien luomisessa, sillä ne mahdollistavat suuren kuluttajakokohtaisen mitaustiedon keräämisen ja hyödyntämisen kustannustehokkaasti. Liittyessä jakeluverkkoon kuluttaja luokitellaan kulutustyyppinsä mukaan tiettyyn luokkaan. Asiakkaan luokitteluihin tehdään harvemmin muutoksia, vaikka asiakkaan kulutustyyppi vaihtuisi toisenlaiseksi esimerkiksi lämmitystavan muutoksen vuoksi. Etäluettavilla mittareilla kerätyn datan avulla voidaan tunnistaa muutokset asiakkaan kulutuskäyttäytymisessä, jonka perusteella kuormitusprofiili voitaisiin päivittää toiseen paremmin asiakkaan kulutusta vastaavaan luokkaan esimerkiksi kerran vuodessa. Tällä tavoin kuormitusprofiilit pysyisivät paremmin ajantasalla kuluttajan sähkökulutustottumusten muutoksissa. Oikeiden kuormitusprofiilien avulla verkon kuormia voidaan ennustaa ja arvioida tarkemmin, jolloin verkon tarvitsemat investoinnit perustuvat oikeaan tehomäärään. [26, 27]

Etäluettavilla mittareilla kerättyä dataa voidaan hyödyntää myös jakeluverkon kuormituksen mallintamisessa ja uusien kuormituskäyrien luomisessa. Etäluettavilta mittareilta saadaan tuntikohtaista informaatiota asiakkaan sähkön kulutuksesta vuoden jokaiselta tunnilta. Toisin sanoen asiakkaan kulutusta voidaan tarkastella tunti-, päivä-, viikko-, kuukausi- tai vuositasolla aiemmin saatavilla olleen pelkän vuosienergian sijaan. Tämä mahdollistaa jakeluverkon mallintamisen saatavilla olevan AMR-datan pohjalta. Eri verkon osille voidaan määrittää kuormituskäyrät summaamalla yksittäisten kuluttajien kuormitustiedot toisiinsa kuvan 8 mukaisesti. Näin saatu kuormituskäyrä ei ole aivan eksakti, sillä se ei huomioi verkossa tapahtuvia häviöitä. Kuitenkin tämän kaltaiset mallit kuvastavat tarkasti kuluttajien



sähkönkäyttötottumuksia. [14]



Kuva 8: Keskijännitelähdön AMR dataan perustuva kuormituskäyrä.

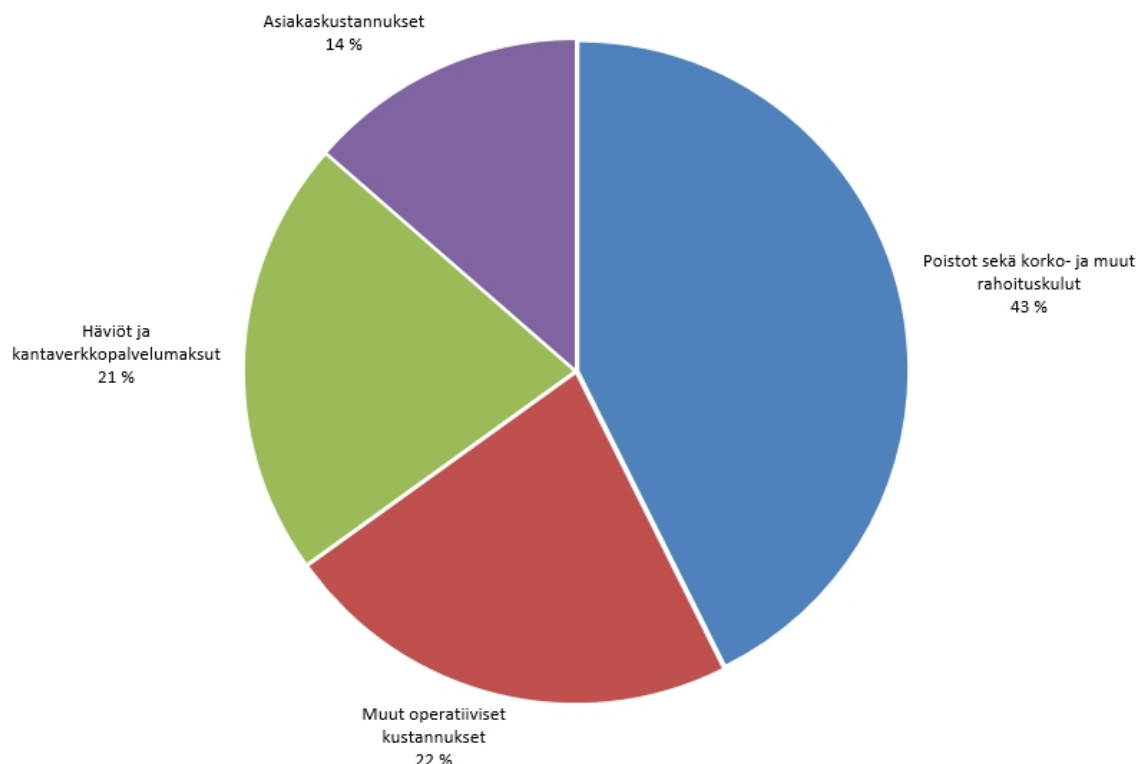
## 4.2 Kustannusanalyysi

Kulutusanalyysin jälkeen siirtohinnoitteluprosessin toisessa vaiheessa tehdään kustannusanalyysi, jossa selvitetään siirtotoiminnasta aiheutuneet kustannukset. Lähtötiedot kustannusanalyysille saadaan esimerkiksi yrityksen tilinpäätöskertomuksesta, jonka pohjalta saadut kulut on eriteltävä oikeille toiminnoille. Kustannusten erittelyn jälkeen kustannukset jaetaan verkkotoiminnan kannalta keskeisille kustannuspaikoille, josta ne voidaan kohdistaa aiheuttamisperiaatteen mukaisesti siirtotuotteille ja niiden komponenteille siten, että ne kohdistuvat mahdollisimman oikeudenmukaisesti kustannuksia aiheuttaville tahoille. [12, 21] Keskeisiä kustannuspaikkoja ovat [5]

- Mittaus ja laskutus (asiakaskustannukset)
- Alueverkko ja sähköasemat
- Keskijänniteverkko
- Jakelumuuntamot
- Pienjänniteverkko
- Muut verkkotoiminnan tukitoiminnot
- Kantaverkkomaksut
- Häviösähkön hankinta
- Hallintokustannukset

- Investointikustannukset, operatiiviset kustannukset sekä rahoituskustannukset (lainat ja voitto)

Kuvassa 9 on esitetty HSV:n kustannusten jakautuminen vuonna 2014. Seuraavissa luvuissa käsitellään, mistä kuvassa esitellyt kustannukset syntyvät ja miten esitellyt kustannukset kohdistetaan siirtotariffeille.



Kuva 9: Kustannusrakenne kustannuslajeittain.

#### 4.2.1 Verkostokustannukset

Verkostokustannukset muodostavat suuren osan siirtotoiminnasta aiheutuneista kustannuksista. Verkostokustannukset koostuvat oman ja vieraan korollisen pääoman kustannuksista sekä operatiivisista kustannuksista. Pääomakustannuksia syntyy verkon tarvitsemien investointien rahoittamisesta omalla tai vieraalla korollisella pääomalla. Vieraalle pääomalle syntyy lisäkustannuksia koroista. Oman pääoman käytöstä ei aiheudu kustannuksia lukuunottamatta investoinnin vaihtoehtoiskustannusta, joka syntyy siitä, että hankkeeseen sidottu oma pääoma on poissa muusta voittoa tuottavasta toiminnasta. [12, 15]

Verkon tarvitsemat investoinnit jaetaan vuotuisiin tasapoistoihin verkkokomponenttien jälleenhankinta-arvojen ja niiden pitoaikojen osamääränä. Pitoaika määräytyy verkon todellisen käyttöiän mukaan. Verkon komponenttien pitoajat ovat tyypillisesti useita kymmeniä vuosia. [5, 15]

Sähköverkkoon sijoitetulle pääomalle voidaan asettaa tuottovaatimus verkkoyhtiön toimesta, jolloin tuottovaatimus käsitellään verkostokustannusten yhteydessä erillisenä kustannuskomponenttina. Tuottovaatimus voidaan kohdistaa siirtotariffien komponenteille monin eri tavoin. Aiheuttamisperiaatteen mukaisesti kohdistettaessa tuottovaatimus tulisi kohdistaa siirtotariffeille verkostokustannusten suhteessa. Vaihtoehtoisesti kustannukset voidaan kohdistaa myös tasaisesti kaikkien asiakkaiden perus- ja energiamaksuihin. [15] Energiavirasto valvoo sähköverkkoon sijoitetun pääoman kohtuullista tuottoa aiemmin esitellyn valvontamallin mukaisesti.

Operatiiviset kustannukset syntyvät verkkoyhtiön varsinaisesta toiminnasta, kuten verkon kunnossapidosta, suunnittelusta ja käytöstä. Näiden lisäksi operatiivisia kustannuksia ovat toimitilojen, sähköasemien, muuntamoiden ja tonttien vuokrakustannukset. Operatiivisiin kustannuksiin kuuluvat myös siirretyn sähköenergian määrästä riippumattomat tyhjäkäyntihäviökustannukset ja Fingridin liityntäpistemaksu. Hallinnon kustannukset ovat operatiivisia, mutta ne rinnastetaan usein asiakaskustannuksiin. [4, 12]

#### 4.2.2 Siirretyn sähköenergian määrään sidonnaiset kustannukset

Suoraan siirretyn sähköenergian määrään sidonnaisia kustannuksia voidaan ajatella olevan kantaverkkomaksut ja häviökustannukset. Kantaverkkomaksuja maksetaan Fingridille suoraan siirretyn sähköenergian mukaisesti. Häviökustannukset riippuvat siirretyn energian määrästä. Suurempi kuormitusvirta johtaa suurempiin verkostohäviöihin. [5]

Fingrid perii kantaverkkopalveluistaan kulutusmaksun, kantaverkosta ottomaksun ja kantaverkkoon antomaksun. Kulutusmaksu määräytyy asiakkaan ja Fingridin välisen liittymispisteen takaisen sähköenergian kulutuksen perusteella. Kulutusmaksu on jaettu talviarkipäivään ja muuhun aikaan. Talviarkipäiväksi määritellään ma-pe kello 7-21 1.12.- 28.2. välinen ajanjakso. Kantaverkon ottomaksu ja kantaverkkoon antomaksu veloitetaan asiakkaan ja Fingridin välisen liittymispisteen kautta siirretyn sähköenergian määrän mukaan. Fingridin kantaverkkopalveluiden verottomat yksikköhinnat on esitelty taulukossa 2. [28] Siirtotuotteita muotoiltaessa kantaverkkomaksut kohdistetaan yleensä kokonaan energiamaksuihin.

Taulukko 2: Fingridin kantaverkkosiirron verottomat hinnat. [28]

Yksikköhinnat	v. 2016
Kulutusmaksu, talviarkipäivä	7,90 €/MWh
Kulutusmaksu, muu aika	2,60 €/MWh
Kantaverkosta otto	1,03 €/MWh
Kantaverkosta anto	0,68 €/MWh

Taulukosta 1 voidaan havaita, että talviarkipäivän kulutusmaksu on kolminkertainen muun ajan siirtohintaan nähden. Verkon kuormitusaste on korkeimmillaan talviar-

kipäivän kulutusmaksun voimassa ollessa. Verkon korkean kuormitusasteen vuoksi myös verkon häviökustannukset ovat suurimmillaan ja häviösähkön hankintahinta on korkean kuormituksen vuoksi kalliimpaa kuin alhaisen kuormitusasteen aikaan. [12]

Häviökustannukset riippuvat verkossa siirretystä pätö- ja loistehosta. Verkkoyhtiö hankkii käyttämänsä häviösähkön markkinoilta. Kuormitushäviökustannukset voidaan laskea verkon eri osille jakamalla häviösähkön hankintaan käytetty rahamäärä verkon eri osissa syntyneiden häviöiden energiamäärällä. [15]

#### 4.2.3 Asiakas- ja hallintokustannukset

Asiakaskustannuksia syntyy asiakaspalvelusta, mittauksesta, laskutuksesta sekä tasehallinnasta. Hallintokustannusten lisäksi myös markkinointi, kehitysprojektit ja henkilöstöasiat kohdistetaan usein asiakas- ja hallintokustannuksiin. Asiakas- ja hallintokustannukset ovat luonteeltaan kiinteitä ja asiakasmäärästä riippuvaisia. Asiakas- ja hallintokustannukset kohdistetaan niiden kiinteän luonteen vuoksi perusmaksuun. [12]

Asiakaskustannuksia kohdistettaessa voidaan huomioida eri asiakasryhmien erilaiset tarpeet asiakaspalvelussa sekä laskutuksessa. Asiakaspalvelusta syntyneet kustannukset voidaan kohdistaa yhtiön eri siirtotuotteille käyttämällä painokertoimia, joiden avulla jaetaan kustannukset sen mukaan kuin eri siirtotuotteiden asiakkaat tarvitsevat asiakaspalvelua. Laskutuksen kustannusten kohdistamisessa kustannukset voidaan jakaa kaikkien laskujen välillä tasan, jolloin tiheämmän laskutuksen valinneet maksavat enemmän. Etäluettavien mittareiden myötä myös mittauksesta aiheutuneet kustannukset voidaan pienasiakkaiden osalta jakaa tasan kaikkien käyttöpaikkojen suhteen, kun samanlaisia mittareita voidaan hyödyntää useassa erilaisessa kohteessa. [12, 21]

### 4.3 Siirtotoiminnan kustannusten kohdistaminen

Siirtotoiminnasta aiheutuneet kustannukset pyritään jakamaan aiheuttamisperiaatteen mukaisesti mahdollisimman tarkasti siirtotuotteille ja siirtotuotteiden maksukomponenteille. Kulutusanalyysillä selvitetään, kuinka jakeluverkon eri osat ja niiden kuormitukset sekä eri asiakas- tai siirtotuoteryhmät osallistuvat verkon kuormitukseen ja kuinka verkon kuormitus kehittyy tulevaisuudessa. Kustannusanalyysillä selvitetään siirtotoiminnasta aiheutuneiden kustannusten yksikköhinnat. Kulutus- ja kustannusanalyysien tulosten pohjalta kustannukset kohdistetaan siirtotuotteille soveltuvien hinnoitteluperiaatteiden mukaisesti.

#### 4.3.1 Kustannusten laskentamenetelmät

Siirtotuotteille kohdistettavien kustannusten määrittämisessä käytetään joko rajatai keskikustannuslaskentamenetelmää. Laskentamenetelmillä ei lasketa lopullista

hintatasoa siirtohinnoille, vaan niiden avulla määritetään verkkoyhtiön kustannusten kustannusajurista riippuvat yksikköhinnat eri verkon osille. Kustannusajureina laskennassa käytetään yleensä tehoa, energiaa tai kuluttajamäärää. Lopullisia siirtohintoja muodostettaessa hinnat voidaan muodostaa asiakkaiden käyttämien yksiköiden pohjalta. Käytettävän kustannustenlaskentamenetelmän valintaan vaikuttaa yrityksen toimintaympäristön lisäksi saatavilla olevat lähtötiedot sekä kustannusten kohdistamisperiaate ja vaadittu tarkkuus. [4, 12]

Keskikustannusmenetelmä on laskentamenetelmistä yksinkertaisempi ja täten helpommin ymmärrettävissä. Laskentamenetelmässä eri verkon osien kustannuksille lasketaan keskimääräiset yksikköhinnat siten, että eri kustannuspaikkojen kustannukset jaetaan valitulla kustannusajurilla. Esimerkiksi keskijänniteverkon kustannukset määritetään jakamalla kustannukset siirretyllä energialla, jolloin yksikköhinnaksi saadaan snt/kWh. Kustannuksina menetelmässä käytetään toteutuneita tai seuraavalle vuodelle budjetoituja kustannuksia. Keskikustannuslaskenta tuottaa luotettavia tuloksia silloin, kun eri verkon osien kustannukset pysyvät vakaina vuodesta toiseen. [4, 5, 12, 21]

Rajakustannusmenetelmällä tarkastellaan, kuinka paljon lisäkustannuksia aiheutuu toiminta-asteen nostamisesta yhdellä lisäyksiköllä. Mitä lähempänä siirtokapasiteetin ylärajaa toimitaan, sitä suuremmat lisäkustannukset syntyvät verkon vahvistamisesta. Matemaattisesti rajakustannukset vastaavat peräkkäisten vuosien kokonaiskustannuksiin pienimmän neliösumman menetelmällä sovitettun regressiosuoran kulmakerrointa. Laskennassa eri vuosien kokonaiskustannukset on tehtävä vertailukelpoiseksi muuttamalla ne valitun laskentavuoden rahanarvoon. Laskennassa suositaan pitkän aikavälin rajakustannuksia, sillä lyhyellä tähtäimellä rajakustannukset voivat heilahdella voimakkaasti. [4, 12, 21]

Rajakustannusmenetelmä toteuttaa aiheuttamisperiaatetta tarkemmin kuin keskikustannusmenetelmä, sillä eri tilanteissa verkkoyhtiölle aiheutuu toiminta-asteen nostamisesta hyvin erilaisia kustannuksia. Rajakustannusmenetelmä tarvitsee paljon lähtötietoja aiemmilta vuosilta sekä ennusteet tulevaisuudesta. Jos lähtötiedoissa on puutteita, kärsii myös laskennan tarkkuus, jolloin eroa keskikustannusmenetelmän ja rajakustannusmenetelmän tarkkuuden välille on vaikea saada esille. [4, 12, 21]

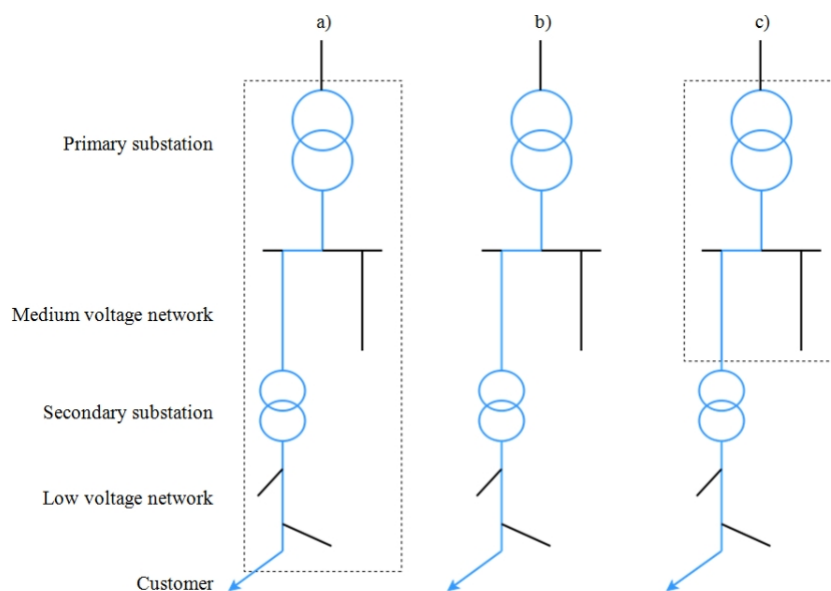
#### 4.3.2 Kustannusten kohdistaminen siirtotuotteille

Kustannusten kohdistamisen ideana on yhdistää kulutus- ja kustannusanalyyseistä saadut tulokset. Kustannukset jaotellaan eri kustannuspaikoilta eri siirtotuotteille aiheuttamisperiaatteen mukaisesti. Jaottelun tuloksina saadaan yksikkökustannukset eri siirtotuotteiden komponenteille, kuten kiinteälle maksulle, energiamaksulle ja tehomaksulle. Kiinteällä maksulla katetaan asiakaskustannukset, energiamaksulla katetaan siirretystä energiamäärästä riippuvat kustannukset ja tehomaksulla katetaan pääoma- ja muut operatiiviset kustannukset, eli verkostokustannukset. [6]

Yksinkertaisimmillaan asiakaskustannukset voidaan kohdistaa siirtotuotteille jaka-

mallalla syntyneet kustannukset asiakasmäärällä. Kuitenkin eri siirtotuotteiden asiakkailla on erilaiset tarpeet esimerkiksi asiakaspalvelulle ja laskutustiheydelle, jotka on huomioitava kohdistettaessa kustannuksia siirtotuotteille. Siirretyn sähköenergian määrästä riippuvat kustannukset kohdistetaan siirtotuotteille siten, että kustannuksille lasketaan yksikköhinnat sen verkkoportaan mukaan, jossa kustannukset syntyvät. Tämä tehdään siksi, ettei esimerkiksi keskijänniteverkkoon liittynyt asiakas joudu maksamaan pienjänniteverkossa syntyneitä kustannuksia. [6]

Verkostokustannusten jaottelu vaatii tarkempia laskelmia, joihin vaikuttaa suuresti tehdyt alkuoletukset käytettävistä hinnoittelumalleista (Kuva 10). Kuvassa 10 a) jakeluverkko nähdään yhtenä järjestelmänä, jonka tehtävänä on siirtää energiaa asiakkaalle. Tässä mallissa kustannusajurina käytetään energiaa, koska yksittäisen asiakkaan kapasiteettitarve ei ole suoraviivaisesti osoitettavissa. Järjestelmä-malli ohjaa siirtohinnoittelua energiamaksupainotteisemmaksi, joka verkkoyhtiön näkökulmasta tarkoittaisi epävakaampaa tulonmuodostusta toimintaympäristön muutoksissa. Asiakkaan näkökulmasta energiamaksupainotteinen siirtohinnoittelu kannustaisi energiatehokkuuteen. [6]



Kuva 10: Hinnoittelumallit: a) järjestelmä, b) siirtokanava ja c) yhdistelmä. [6]

Verkostokustannusten jaottelemiseksi jakeluverkko voidaan nähdä myös siirtokanavana (Kuva 10 b)), jossa asiakkaalle on varattu tietty siirtokanava asiakkaan tarpeita varten. Tässä mallissa kustannusajurina käytetään huipputehoa, eli yksittäisen kuluttajan kapasiteettitarve riippuu huipputehosta siirretyn energian määrän sijaan. Kustannukset kohdistetaan siirtotuotteille eri asiakas- ja siirtotuoteryhmien huipputehoon osallistumisen suhteessa. Siirtokanavamalli ohjaa siirtohinnoittelua kohti tehope-  
rusteisia tai kiinteitä siirtotariffeja. Verkkoyhtiön näkökulmasta tehope-  
rusteiset sekä kiinteät siirtotuotteet takaavat vakaan tulonmuodostuksen myös toimintaympäristön muuttuessa. Asiakkaan kokemat muutokset riippuvat siitä, millaiseksi tariffirakenne muotoutuisi. Kiinteät, yksittäiseen tehopiikkiin sidotut siirtotuotteet vähentäisivät

asiakkaan mahdollisuutta vaikuttaa oman sähkölaskunsa suuruuteen ja vastaavasti lyhyemmän aikavälin, esimerkiksi kuukauden suurimpaan keskituntitehoon perustuvat tariffit lisäisivät asiakkaan mahdollisuutta vaikuttaa oman sähkölaskunsa suuruuteen. Vaikka malli ei sisällä itsessään kannustinta energian säästämiseen, kannustetaan siihen edelleen myyntitariffilla ja sähköverolla. [6]

Hinnoittelumallina voidaan käyttää myös edellä esitettyjen mallien yhdistelmää, jossa osa verkosta nähdään järjestelmänä ja osa siirtokanavana. Kuvan 10 c) mallissa pienjänniteverkko nähdään siirtokanavana ja keskijänniteverkko sekä sähköasemat järjestelmänä. Tällöin pienjänniteverkossa käytetään kustannusajurina huipputehoa ja keskijänniteverkon sekä sähköaseman osalta energiaa. Yhdistelmä sisältäisi kannustimen energiatehokkuudelle sekä takaisi vakaan tulonmuodostuksen verkkoyhtiölle. [6]

#### 4.4 Siirtohinnaston muodostaminen

Siirtohinnoitteluprosessin viimeinen vaihe on muodostaa verkkoyhtiölle siirtohinnasto ja siirtotuotteet yhdistämällä eri hintakomponentteja toisiinsa. Koska verkkoyhtiö rahoittaa toimintansa siirtotoiminnasta kerätyillä siirtotuloilla, tulee siirtotuotteiden kattaa kaikki operatiiviset kustannukset samalla mahdollistaen kohtuullisen tuoton verkkoon sijoitetulle pääomalle. [6, 7]

Hinnoittelun kannalta keskeistä on, miten suuri osa kustannuksista kohdistetaan kiinteisiin maksuihin ja miten suuri osuus peritään muuttuvien maksujen kautta. Suurin osa jakeluverkkoyhtiölle aiheutuvista kustannuksista on kiinteitä teho- tai asiakasperusteisia ja vain pieni osa muuttuvia energiaperusteisia kustannuksia. Tehoon perustuvat kustannukset ovat kiinteitä, sillä jakeluverkon komponentit on mitoitettava verkon ja yksittäisten asiakkaiden tehon tarpeiden mukaan. Energiaperusteisia muuttuvia kustannuksia ovat erilaiset kuormitushäviöt ja kantaverkkoyhtiön siirtomaksut. [5, 6, 18] Yleisesti ottaen pienten kuluttajien tehomaksut on sisällytetty kiinteään perusmaksuun, jotta tariffeista on saatu mahdollisimman yksinkertaisia.

Siirtotuotteet pyritään muodostamaan siten, että ne toteuttaisivat mahdollisimman tarkasti aiheuttamisperiaatetta. Mikäli siirtotuotteet noudattaisivat aiheuttamisperiaatetta täydellisesti, tulisi jokaisella kuluttajalla olla oma kuluttajakohtainen siirtotuote. Ennen uuden siirtohinnaston käyttöönottoa tulee niihin mahdollisesti tehdä vielä manuaalista hienosäätöä, jossa tarkastellaan hinnaston kannustinvaikutusten toimivuus ja hinnaston yhteensopivuus myyntitariffien kanssa. [6]

## 5 Siirtotariffirakenteet

Sähkön siirron hinnoittelun tulee varmistaa verkkoyhtiölle riittävä ja ennustettava tulonmuodostus, jolla mahdollistetaan asiakastarpeen ja toimintaympäristön mukaisen verkon rakentaminen, käyttö ja ylläpito. Tulonmuodostuksen lisäksi siirtohinnoittelun on oltava kustannusvastaavaa siten, että sähkön käytöstä aiheutuneet ja tulevaisuudessa sähkön kulutuksessa tapahtuvat muutokset heijastuisivat samalla tavalla sekä yhtiön tuloihin että kustannuksiin. Asiakkaan näkökulmasta siirtohinnoittelun tulisi olla ymmärrettävissä, ennakoitavissa ja luonnollisesti edullista. Asiakkaan tulee ymmärtää, mistä siirtolasku koostuu ja kuinka siihen voi vaikuttaa. Tämän vuoksi siirtohinnoittelun on oltava oikeudenmukaista ja siirtohinnoittelun tulee sopia yhteen myyntitariffien kanssa mahdollisimman hyvin. [18]

Nykyiset siirtotariffit muodostetaan erilaisista hinnoittelukomponenteista, joita siirtotuotteesta riippuen on kahdesta neljään. Pienemmillä sähkönkuluttajilla siirtotariffi koostuu kahdesta komponentista, kiinteästä perusmaksusta ja siirretyn energian määrästä riippuvasta energiamaksusta. Pienempien sähkönkuluttajien tariffit ovat nykyisellään melko joustamattomia, sillä asiakkaiden keinot vaikuttaa sähkönsiirtolaskunsa suuruuteen ovat varsin vähäiset. Suuremmat sähkönkuluttajat käyttävät tehotariffeja, jotka sisältävät aiemmin esitellyn perus- ja energiamaksun lisäksi erillisen tehomaksun siirretylle pätöteholle ja loistehomaksun verkosta otetulle tai annetulle loisteholle. Tehotariffit tarjoavat sähkönkäyttäjille nykyistä paremman mahdollisuuden vaikuttaa oman sähkölaskunsa suuruuteen, sillä asiakkaille tarjotaan mahdollisuus suunnitella omaa sähkönkäyttöään siten, että yhdenaikaisen tehontarve on minimoitu. [7, 18]

### 5.1 Siirtotuotteiden komponentit

Perusmaksu on sähkön siirron kiinteä kuukausimaksu, joka määräytyy joko asiakkaan pääsulakkeen mukaan tai se voi olla sama tiettyyn sulakekokoon asti (Esimerkiksi 3x63 A). Usein perusmaksu on porrastettu sulakekoon mukaan, sillä siihen on sisällytetty sulakekoon mukainen tehomaksu aiheuttamisperiaatteen mukaisesti. Sulakekokoon perustuvalla perusmaksulla pyritään ohjaamaan asiakkaita mitoittamaan käyttöpaikkansa tarvitsemansa tehon mukaan. Tehomaksun lisäksi perusmaksulla katetaan asiakaspalvelun, mittauksen, laskutuksen ja osittain hallinnon synnyttämät kustannukset. [12]

Energiamaksu määräytyy asiakkaan kulutuksen mukaan yhtä energiayksikköä kohti. Energiamaksujen voidaan ajatella kannustavan asiakkaita säästämään sähköenergiaa. Energiamaksuilla katetaan verkkoyhtiön siirtämän sähköenergian määrästä riippuvia kustannuksia, joita ovat häviökustannukset ja kantaverkkomaksut. [18]

Tehomaksu on perinteisesti peritty vain suuremmilta sähkönkäyttäjiltä. Kiinnostusta on ollut myös pienempien sähkönkäyttäjien tehomaksuun, mutta aiempien mittausratkaisujen kustannusten vuoksi tätä ei ole koettu taloudellisesti kannattava-

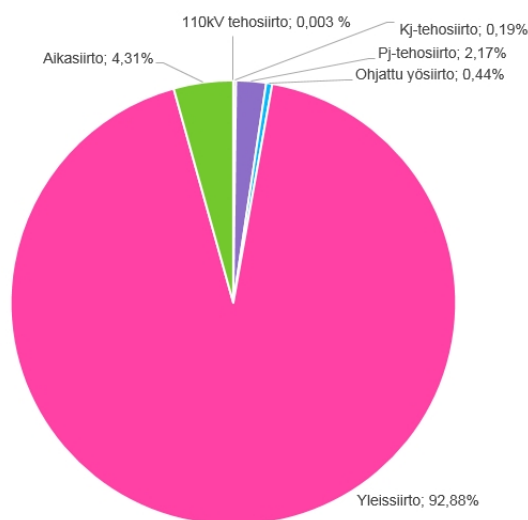


na. Tehomaksun määräytymiselle on useita eri käytäntöjä. Tehomaksu voi määräytyä esimerkiksi sähkökäyttäjän liukuvan 12 kuukauden suurimman keskituntitehon mukaan, kuukauden suurimman mitatun keskituntitehon tai kuukauden viiden suurimman tuntitehon keskiarvon perusteella. Verkko on mitoitettava huipputehon mukaan, joten on perusteltua, että myös verkkoa eniten kuormittavat asiakkaat maksavat käyttämästään tehosta aiheuttamisperiaatteen mukaisesti. Tehomaksulla kannustetaan asiakkaita myös pienentämään omaa huipputehoaan ja täten alentamaan verkon tarvitsemia tehoperäisiä investointeja. [12]

Loistehomaksussa asiakas maksaa verkosta ottamansa tai verkkoon antamansa loistehon mukaisesti. Loistehomaksua peritään, koska sen siirtäminen verkossa aiheuttaa häviöitä ja kuormittaa verkkoa. Loistehomaksua veloitetaan yleensä vain tehomaksua maksavilta asiakkailta, sillä myöskään loistehoa ei ole ollut taloudellisesti kannattavaa mitata pienasiakkailta. Lisäksi pienten loistehojen kompensointi on käytännössä kallista, jolloin pienten kohteiden loiskustannukset sisältyvät siirtotariffien muihin komponentteihin. [12]

## 5.2 Helen Sähköverkon nykyiset siirtotuotteet

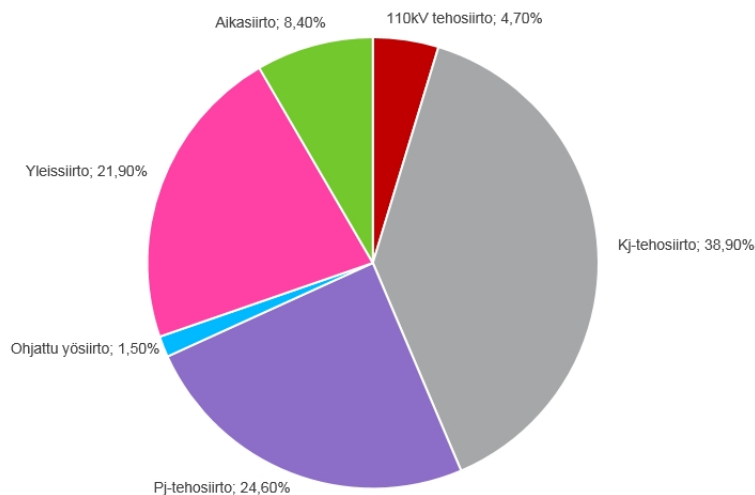
Helen Sähköverkolla on jakeluverkossaan noin 375 000 asiakasta. Asiakkaista suurin osa on pienjänniteasiakkaita. Helen Sähköverkolla on erilaisille pienjänniteasiakkaille viisi erilaista siirtotuotetta: Yleissiirto, Aikasiirto, Vuosisiirto, Ohjattu yösiirto ja Pienjännitetehosiirto. Suuremmille toimijoille on tarjolla kaksi tuotetta: Keskijännitetehosiirto ja 110 kV-tehosiirto. Asiakkaat voidaan jaotella eri siirtotuotteille kuvan 11 mukaisesti.



Kuva 11: Siirtotuotteet suhteutettuna asiakasmäärään.

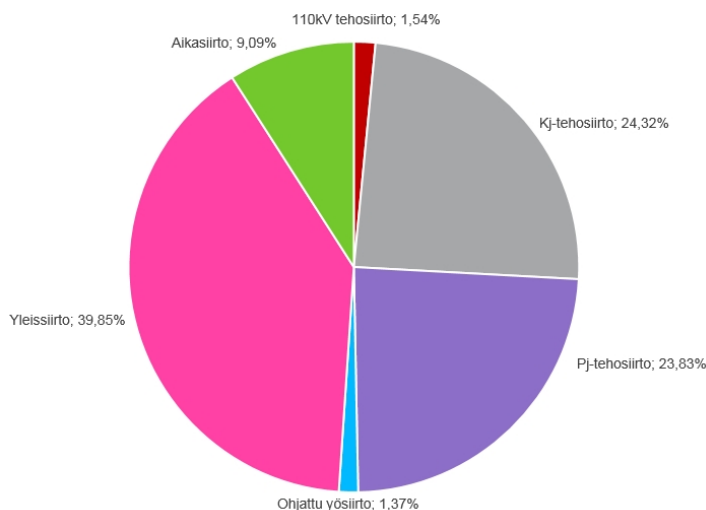
Yleissiirtotuote on asiakasmäärään suhteutettuna HSV:n ylivoimaisesti yleisin siirtotuote. Sen suurta osuutta voidaan selittää toimintaympäristöllä, jossa suurin osa sähkön käytönpaikoista sijaitsee kaukolämmitetyissä kerrostaloissa. Siirtovolyymitään

yleissiirto vastaa kuitenkin vain reilua viidesosaa koko HSV:n siirtämästä energiasta (kuva 12). Vaikka erilaisten tehotuotteiden käyttäjiä on asiakasmäärään suhteutettuna vain reilut 2 prosenttia asiakkaista, käyttävät ne silti noin 68 prosenttia HSV:n jakelualueella siirretystä sähköenergiasta.



Kuva 12: Siirtotuotteet suhteutettuna siirtovolyymiin.

Kuvasta 13 huomataan, että siirtotuloihin suhteutettuna yli puolet HSV:n siirtotuloista tulee tehoerusteisesti laskutettavista siirtotuotteista. Siirtotuotteista vuosisiirto, aikasiirto ja yleissiirto ovatkin ainoita, joissa ei ole erillistä tehomaksua. Tässä diplomityössä selvitetään mahdollisuuksia lisätä tehoerusteisten siirtotuotteiden osuutta yhtiön siirtotuotejärjestelmässä. Tutkittavaa kehityssuuntaa voidaan pitää oikeana, sillä suurin osa jakeluverkkoyhtiölle aiheutuvista kustannuksista on kiinteitä, tehoeräisiä kustannuksia.



Kuva 13: Siirtotuotteet suhteutettuna siirtotuloihin.

### 5.2.1 Vuosisiirto

Vuosisiirtotuote on tarkoitettu pienille kohteille, joiden sähkönkulutus voidaan arvioida tarkasti ilman mittausa. Tällaisia kohteita ovat esimerkiksi erilaiset valopastimet ja mainostaulut. Vuosisiirrossa laskutus perustuu liittymistehoon, jonka perusteella jokaiselta alkavalta 40 W liittymisteholta veloitetaan vuosisiirtomaksu arvioperusteisesti. Mikäli kohdetta ohjataan esimerkiksi ulkovalaistuksen mukaisesti, voidaan laskutusperusteena käytettävää liittymistehoa alentaa lyhentyneen käyttöajan suhteessa. Kohteiden määrä ei viime vuosina ole lisääntynyt, kun kaikkiin uusiin tai uudistettaviin kohteisiin edellytetään mittaus. [29]

### 5.2.2 Yleissiirto

Yleissiirtotuote koostuu kiinteästä pääsulakekoosta riippumattomasta perusmaksusta ja koko vuoden vakiona pysyvästä energiamaksusta. Yleissiirtotuote on tarkoitettu pienille sähkönkäyttäjille ja sen voivat valita lähes kaikki asiakkaat. Mikäli kohteen kulutus ylittää 5 000 kWh vuodessa, ovat tässä tuotteessa suurimmat sallitut pääsulakkeet 3x63 A.

Tuote on tarkoitettu kaikille asiakkaille, joiden sähkönkäytön vuosikustannukset tulevat kyseisellä tuotteella pienemmäksi kuin muilla tuotteilla vuotuisen käytön, sen luonteen tai muun syyn vuoksi. Tuotteen yleisimmät käyttäjät ovat kotitaloudet ja elinkeinoharjoittajat, joilla sähkönkulutus on vähäistä ja pääosin päiväsaikaan tapahtuvaa. [4, 29]

### 5.2.3 Aikasiirto

Aikasiirtotuote koostuu pääsulakekoosta (suurin sallittu pääsulake 3x80 A) riippumattomasta perusmaksusta ja energiamaksusta, joka jaetaan päivä- ja yösiirron kesken. Päiväsiirron hinta on voimassa kaikkina päivinä kello 7-22 välisenä aikana ja yösiirron hinta on voimassa muina aikoina. Aikasiirtotuote sopii keskisuurille asiakkaille, joilla on mahdollisuus siirtää kulutusta pois päiväajalta yöaikaan, jolloin verkossa on enemmän vapaata kapasiteettia. [4, 29]

### 5.2.4 Ohjattu yösiirto

Toinen HSV:n 2-aikatariffi on ohjattu yösiirto, joka koostuu kiinteästä pääsulakekoosta riippumattomasta perusmaksusta, päivä- ja yösiirron energiamaksuista sekä tehomaksusta. Tehomaksu veloitetaan vuoden suurimman mitatun tuntitehon mukaan. Päiväsiirron hinta on voimassa kaikkina päivinä kello 7-22 välisenä aikana ja yösiirron hinta on voimassa muina aikoina. Ohjattu yösiirto ei ole kuluttajan vapaasti valittavissa. Tuote soveltuu parhaiten kohteille, jotka ovat suuria varaavia sähkölämmityskohteita. [4, 29]

### 5.2.5 Tehotuotteet

HSV:n erilaiset tehosiirtotuotteet on tarkoitettu suurille sähkökäyttäjille. Tehotuotteita on kolme erilaista: pienjännite-, keskijännite- ja 110 kV tehosiirto. Tehosiirtotuote koostuu perusmaksusta, tehomaksusta, loistehomaksusta sekä talvipäivän ja muun ajan energiamaksusta. Talvipäivän energiamaksu on voimassa joulukuun-helmikuun maanantaista perjantaihin klo 7-21. Muina aikoina on voimassa muun ajan siirtomaksu. Tehomaksun perustana käytetään kuukauden suurinta aikavälillä 7-22 mitattua tunnin keskitehoa. Loistehon laskutusteho on kuukauden suurin mitattu loistehon ottoteho, josta on vähennetty joko 40 % saman kuukauden suurimmasta mitatus- ta pätötehosta tai vähintään 50 kvar. Vuodesta 2017 alkaen veloitetaan loistehon annosta suurimman mitatun loistehon mukaan. Mitatusta annetusta loistehosta vähennetään 10 % saman kuukauden suurimmasta mitatusta pätötehosta. [29]

## 5.3 Siirtohinnoittelun kehitys 2000-luvulla

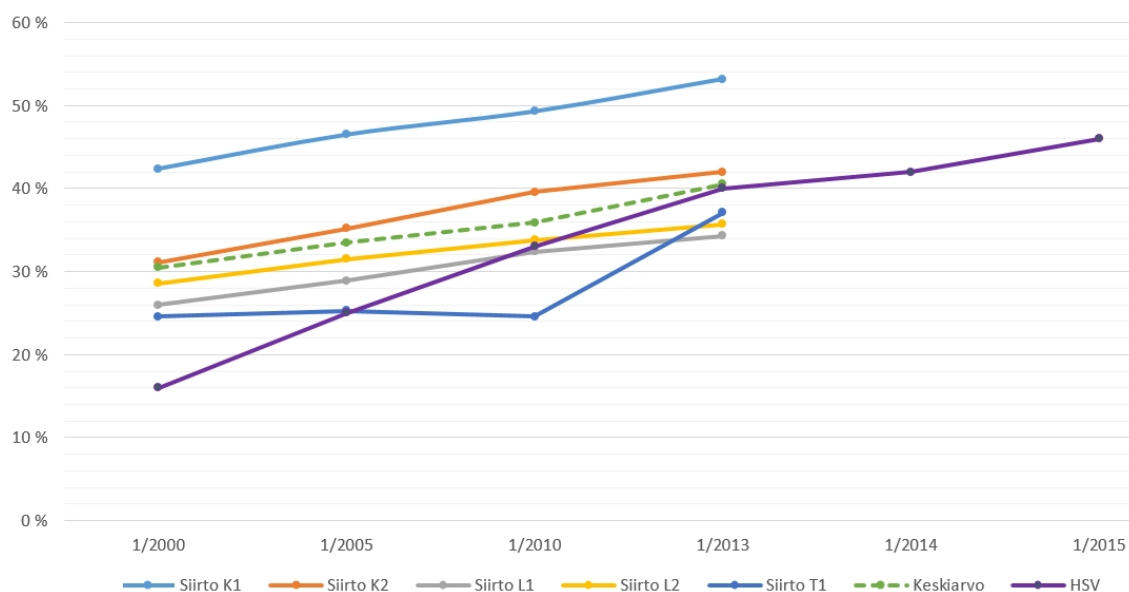
Siirtohinnoittelun kiinteiden ja muuttuvien komponenttien suhde vaihtelee huomattavasti eri verkkoyhtiöiden kesken. Erot johtuvat pääosin yhtiöiden erilaisista hinnoitteluperiaatteista, verkon rakenteiden ja kustannusrakenteiden eroista sekä asiakkaiden määrästä ja laadusta. Verkonhaltijan hallinnoima jakelualue voi olla myös asiakasmäärältään moninkertainen suhteessa toiseen verkkoyhtiöön. Esimerkiksi maaseudulla asiakasmäärään suhteutetut kustannukset ovat suuremmat kuin kaupunkiympäristössä toimivalla yhtiöllä. Tämä heijastuu myös yhtiöiden välisiin eroihin siirtohinnoittelun kohdistamisessa kiinteisiin ja muuttuviin maksuihin sekä niiden kehitykseen. [30]

Energiavirasto on tutkinut siirtohinnoittelun komponenttien osuuksien kehittymistä vuodesta 2000 vuoteen 2013 viiden eri tyyppikäyttäjän osalta:

- K1, Kerrostalohuoneisto, ei sähkökiuasta, pääsulake 1x25 A, Sähkön käyttö 2 000 kWh/v
- K2, Pientalo, ei sähkölämmitystä, sähkökiuas, pääsulake 3x25 A, Sähkön käyttö 5 000 kWh/v,
- L1, Pientalo, suora sähkölämmitys, pääsulake 3x25 A, sähkön käyttö 18 000 kWh/v,
- L2, Pientalo, osittain varaava sähkölämmitys, pääsulake 3x25 A, sähkön käyttö 20 000 kWh/v,
- T1, Pienteollisuus, tehontarve 75 kW, sähkön käyttö 150 000 kWh/v.

Tutkimuksessa laskettiin sähköverkkoyhtiöiden ilmoittamista hinnastoista tyyppikäyttäjille tyyppikäyttäjäkohtaiset keskihinnat siten, että jokaiselle tyyppikäyttäjälle valittiin vuosikustannusten kannalta edullisin valittavissa oleva tariffi. [30]

Tutkimuksen tuloksista huomataan, että toimintaympäristöstä riippumatta siirtohintojen kiinteiden kuukausimaksujen osuus on kasvanut voimakkaasti vuodesta 2000 vuoteen 2013 (kuva 14) ja vastaavasti energiamaksujen osuus on laskenut. Alan yleisen kehityksen mukaisesti myös HSV:n siirtohinnoittelussa perusmaksun kiinteä osuus on kasvanut koko 2000-luvun ajan. Vuonna 2003 kiinteiden maksujen osuus oli 16 %:a, vuonna 2013 40 %:a ja vuonna 2015 46 %:a. Kiinteiden osuuksien kasvamisen takana on alalla yleisesti hinnoittelun muuttaminen aiempaa kustannusvastaavammaksi. [7, 30]



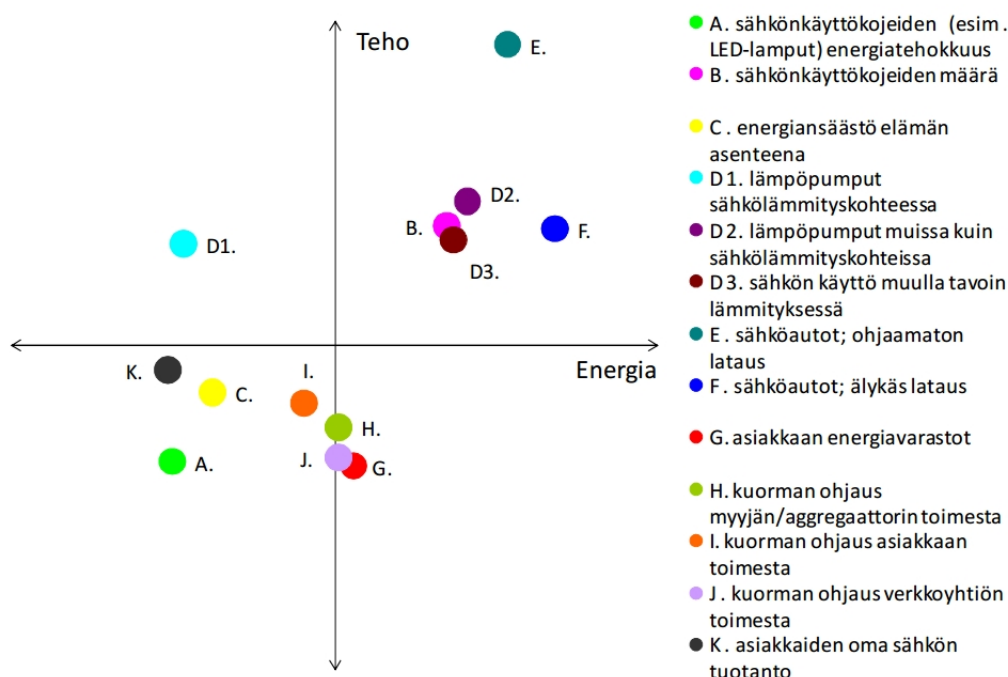
Kuva 14: Kiinteän komponentin suhteellisen osuuden kehitys vuosina 2000-2013 [30] ja HSV:n kiinteän komponentin osuuden kehitys vuosina 2000-2015.

Siirtohinnoittelun suuntaaminen kiinteään perusmaksupainotteiseen malliin on perusteltua, koska valtaosa verkonhaltijan kustannuksista on joko kiinteitä tai tehoriippuvaisia ja vain pieni osa riippuu siirretyn energian määrästä. Siirtyminen kiinteämpiin siirtotariffeihin tarkoittaisi myös hinnoittelulle aiempaa tarkempaa kustannusvastaavuutta. Kiinteämmät tariffirakenteet mahdollistaisivat verkkoyhtiölle myös vakaamman ja lähes riskittömän tulonmuodostuksen, jolloin toimintaympäristössä tapahtuvat muutokset, esimerkiksi sähkön käytön väheneminen tai poikkeavien lämpötilojen aiheuttamat sähkönkäytön muutokset, eivät heijastuisi suoraan verkkoyhtiön talouteen. Vaihtoehtoisena tapana reagoida tulevaisuuden sähkönkäytön muutoksiin on kehittää nykyisten siirtotuotteiden tilalle vaihtoehtoisia siirtotuotteita, jotka huomioivat tulevaisuuden haasteet nykyisiä tariffeja paremmin. [7, 12, 18, 30]

## 5.4 Vaihtoehtoiset siirtotuotteet

Vaihtoehtoisien siirtotariffirakenteiden tutkiminen on tullut ajankohtaiseksi. Sekä siirrettävän energian määrässä että tehon tarpeessa on tapahtunut ja tulee tapahtu-

maan muutoksia erilaisten toimenpiteiden (kuva 15) takia, jotka vaikuttavat verkkoyhtiöiden tuloihin ja kustannuksiin. Nykyisen siirrettyyn energiaan perustuvan tariffirakenteen kannalta vaikeimpia ovat toimenpiteet, jotka pienentävät siirretyn energian määrää kasvattaen tai säilyttäen tehon tarpeen ennallaan. Siirretyn energiamäärän vähentyminen ei kuitenkaan poista jakeluverkkoyhtiöltä vastuuta verkon ylläpidosta ja kehityksestä vastaamaan kaikkien kuluttajien tehontarpeita. Mikäli nykyisiä tariffirakenteita ei kehitetä, voivat verkkoyhtiön tulot vähentyä samalla kun tehooperaisten investointien tarve kasvaa. [7, 18]



Kuva 15: Erilaisten toimenpiteiden vaikutukset jakeluverkossa siirrettyyn tehoon ja energiaan. [18]

Nykyiset energiapohjaiset siirtotuotteet perustuvat aikaan, jolloin pienten asiakkaiden sähkönkulutusta mitattiin mittareilla, jotka rekisteröivät ainoastaan energian kokonaiskulutuksen päivä/yö-tasolla ja luenta tapahtui vain kerran vuodessa. Laskutus perustui vuosikulutusennusteeseen pohjautuvaan arviolaskutukseen. Myös pienten sähkönkäyttäjien tehopohjaiseen hinnoitteluun oli kiinnostusta, mutta tarvittavien mittausratkaisujen kustannuksia ei koettu saadun hyödyn arvoisiksi.

Valtioneuvoston maaliskuussa 2009 antaman asetuksen mukaan etäluettavat ja kulutuksen tuntitasolla mittaavat mittarit oli asennettava vähintään 80 prosentille verkkoyhtiön pienasiakkaista vuoden 2013 loppuun mennessä. Etäluettavat mittarit mahdollistavat siirtohinnoittelun toteuttamisen monin eri tavoin, sillä ne mahdollistavat erilaisten laskutussuureiden mittaukset kustannustehokkaasti, minkä johdosta hinnoittelurakenteisiin saadaan enemmän vapausasteita. Vaihtoehtoisen hinnoittelun tulee täyttää siirtohinnoittelulle aiemmin esitetyt vaatimukset pistehinnoittelusta, kustannusvastaavuudesta sekä ymmärrettävyydestä.

#### 5.4.1 Kiinteä kuukausimaksu

Kiinteiden maksujen osuus siirtohinnoittelusta on kasvanut koko 2000-luvun alun ajan. Eräs vaihtoehto tulevaisuuden tariffirakenteelle olisi jatkaa tätä kehitystä poistamalla energiamaksu kokonaan. Tällöin nykyisiä perusmaksuja tulisi korottaa, jotta verkkoyhtiön liikevaihto pysyisi ennallaan. Verkkoyhtiön näkökulmasta siirtohinnoittelu olisi jokseenkin kustannusvastaavaa ja tulonmuodostus olisi myös muuttuvassa toimintaympäristössä vakaata ja ennustettavissa. Lisäksi siirtohinnoittelu ei sisältäisi ristiriitaisia kannustimia myyntitariffin kanssa. [18]

Pääsulakekokoon perustuva kiinteä kuukausimaksu kannustaisi asiakkaita liittymään optimointiin, joskin tariffi ei sisältäisi muita kannustimia tehon käytön optimointiin ja huipputehon leikkaamiseen. Asiakkaan näkökulmasta tariffirakenne olisi yksinkertainen, mutta asiakkaan vaikutusmahdollisuudet oman siirtolaskun suuruuteen jäisivät lähes olemattomiksi. Kiinteään kuukausimaksuun perustuva tariffirakenne ei myöskään kannustaisi asiakasta tehokkaaseen sähkön käyttöön. [18]

#### 5.4.2 Energiamaksu

Energiamaksuun perustuvassa tariffimallissa luovuttaisiin kokonaan kiinteästä perusmaksusta ja asiakkaita velotettaisiin ainoastaan siirretyn energian perusteella. Asiakkaan näkökulmasta energiamaksuun perustuva siirtohinnoittelu kannustaisi voimakkaasti energiankäytön vähentämiseen, muttei toisaalta huipputehon leikkaamiseen. Tariffirakenne olisi helposti asiakkaan ymmärrettävissä, sillä se olisi hyvin lähellä nykyisin käytössä olevia tariffirakenteita. [18]

Verkkoyhtiön näkökulmasta pelkkään energiamaksuun siirtyminen ei ole kannattavaa. Kyseisellä tariffirakenteella tulonmuodostus olisi huonosti ennakoitavissa ja epävakaa tulonmuodostus vaikeuttaisi verkkoyhtiön toimintaa. Edellä mainittujen ongelmien lisäksi energiamaksuun perustuva tariffirakenne on myös heikommin kustannusvastaava kuin kiinteään perusmaksuun perustuva hinnoittelu. Tätä tukee myös nykyinen kehitys sähkönsiirron hinnoittelurakenteessa, jossa kiinteällä osuudella on yhä suurempi merkitys. [18, 30]

#### 5.4.3 Dynaaminen energiatariffi

Dynaamisen energiatariffin mallissa siirtohinnoittelu perustuisi energiamaksuun, joka vaihtelisi käytön ajankohdan mukaisesti. Dynaamiseen energiatariffiin perustuvalla siirtohinnoittelulla voitaisiin optimoida kuluttajien sähkön käyttöä verkon kannalta optimaalisempaan ajankohtaan, kuten 2-aikatariffissa. 2-aikatariffissa hinnoitteluportaita on vain kaksi, mutta käytännössä jokainen tunti voitaisiin hinnoitella erikseen.

Erona pelkkään energiamaksuun perustuvaan malliin on se, että hinnoittelulla voidaan ohjata kuluttajia siirtämään kulutusta pois huipputunneilta ja täten saadaan leikattua myös verkon huipputehoa. Ongelmia tämän kaltaisessa tariffirakenteessa

on kuitenkin useita. Esimerkiksi erilaisten asiakkaiden kuormituskäyttäytyminen eroaa toisistaan merkittävästi, jonka vuoksi hinnoittelun tulisi olla joko johtolähtö- tai jopa muuntajakohtaista. Johtolähtö- tai muuntajakohtainen hinnoittelu kuitenkin rikkoisi sähkömarkkinalain vaatimuksia pistehinnoittelusta. Toinen suurempi este dynaamisen energiatariffin käyttöönotolle on sen mahdollisesti monimutkainen rakenne sekä heikko yhteensopivuus myyntitariffin kanssa. Huonosti yhteensopivat siirto- ja myyntitariffit voisivat luoda ristiriitaisia kannustinvaikutuksia. [18]

#### 5.4.4 Pienasiakkaan tehotariffi

Tehoperusteisessa tariffissa laajennettaisiin verkkoyhtiöillä jo suuremmilla asiakkailla käytössä olevat tehosiirtotuotteet myös pienempien asiakkaiden käyttöön. Mallissa asiakkaat maksaisivat perus- ja energiamaksun lisäksi myös tehomaksun, jonka määräytymisperusteena voitaisiin käyttää esimerkiksi vuoden tai kuukauden suurinta mitattua keskituntitehoa. Pienasiakkaan tehotariffi heijastelisi verkkoyhtiön kulurakennetta paremmin kuin nykyiset siirtotuotteet, sillä tehomaksujen avulla verkon kapasiteetista riippuvat kustannukset voitaisiin kohdistaa niitä aiheuttaville asiakkaille. [31]

Pienasiakkaan tehotariffi luo asiakkaalle kannustimet muuttaa omia kulutustottumuksia, sillä oman sähkölaskun suuruuteen olisi aiempaa suuremmat mahdollisuudet vaikuttaa omalla kuluttamisella. Siirretyn energian määrään perustuvalla energiamaksulla saadaan ohjattua kuluttajia parantamaan energiatehokkuutta ja tehomaksulla kannustetaan leikkaamaan huipputehoa. Tehoperusteinen tariffirakenne kannustaa kuluttajaa aktiivisemmaksi ja pohtimaan, mitä sähkölaitteita kannattaa pitää samanaikaisesti päällä. Hyödyntämällä yleistyvää kotiautomaatiota kuluttajat voisivat määritellä halutun tehorajan, jonka puitteissa kotiautomaatio ohjaisi kodin sähkölaitteita. Tällöin myös passiivisemmat kuluttajat pääsisivät vaikuttamaan yksinkertaisemmin oman sähkölaskunsa suuruuteen. [15, 31]

Verkkoyhtiön näkökulmasta huipputehon leikkaantuminen vähentäisi verkon investointeja ja kulutuksen siirtyminen tasaisemmin vuorokauden ympäri vähentäisi häviökustannuksia. Malliin siirtyminen onnistuisi kevyesti, sillä asiakkaille asennetuilla etäluettavilla mittareilla voidaan mitata tehoa tarkasti ja kustannustehokkaasti myös pieniltä sähkönkäyttäjiltä. [15, 31]

#### 5.4.5 Tehokaista

Tehokaistamallissa asiakas tilaisi verkkoyhtiöltään tarvitsemansa siirtokapasiteetin, eli tehokaistan, jonka puitteissa asiakas voisi käyttää sähköä vapaasti. Perinteisesti asiakkaan käytettävissä olevaa tehoa on rajoittanut ainoastaan liittymän pääsulakkeet, mutta tehokaistalla asiakkaan käytettävissä olevaa tehoa voitaisiin rajoittaa myös pääsulakkeiden mahdollistaman tehoalueen sisäpuolella. [18]



Tehokaistamallissa siirtohinnoittelu koostuisi vain €/kW-pohjaisesta kiinteästä kuu-kausittaisesta tehomaksusta, eli erillisiä perus- ja energiamaksukomponentteja ei olisi. Asiakkaan tarvitseman tehokaistan suuruus voisi perustua esimerkiksi suurimman mitatun yhden tunnin aikaiseen keskituntitehoon tai 10. suurimman keskituntitehon keskiarvoon. Verkkoyhtiön näkökulmasta hinnoittelun perustuminen suurimpaan huipputehoon olisi perustelua, sillä verkko mitoitetaan huipputehojen mukaisesti. Hinnoittelumallista voi kuitenkin tulla jäykäkö, mikäli laskutus perustuu suurimpaan mitattuun huipputehoon. Tämän vuoksi asiakkaille tulisi mahdollisesti sallia tietty määrä kaistanylityksiä, joista voitaisiin velottaa ylitysmaksu. Ylitysmaksun tulisi olla hinnoiteltu siten, että se kannustaisi asiakkaita tehokaistan oikeaan mitoittamiseen, jotteivat kaistat menetä merkitystään. [18]

Tehokaista kannustaa asiakasta pienentämään huipputehoaan varsin tehokkaasti, sillä huipputehon pienentäminen pienentää myös asiakkaan siirtomaksua. Tehokaista ei itsessään sisällä kannustinta energiankäytön vähentämiselle, sillä siinä ei ole erillistä energiamaksua. Tehokaista kannustaa kuitenkin asiakasta parantamaan energiatehokkuuttaan. Siirtotariffina tehokaista olisi selkeä, yksiosainen ja ymmärrettävissä oleva, sillä asiakkaat ovat tottuneet maksamaan internet-yhteyksistään kaistahinnoittelun perusteella. [18]

Tehokaistahinnoittelu olisi verkkoyhtiön näkökulmasta suurinpiirtein kustannusvas- taava, koska hinnoittelun perustana oleva teho olisi sama kuin jakeluverkon keskeisin kustannusperiaate. Siirtotulot olisivat helpommin ennustettavissa, sillä toimintaym- päristössä tapahtuvat muutokset eivät vaikuttaisi suoraan siirtotuloihin. [18]

## 6 Siirtohinnoittelun rakennemuutosten asiakasvaikutukset

Hinnoittelun ja hinnoittelurakenteen muutostarpeet syntyvät useiden eri tekijöiden seurauksena, jotka vaikuttavat tai voivat vaikuttaa verkkoyhtiöiden tulonmuodostukseen. Eräänä nykyisten energiaperusteisten tariffirakenteiden suurimpana haasteena on pientuotannon yhä kasvava määrä, mikä osaltaan vähentää verkossa siirretyn energian osuutta ja vaikuttaa täten suoraan verkkoyhtiöiden tulonmuodostukseen. Siirretyn energian vähentyminen ei kuitenkaan poista verkkoyhtiöille kohdistettua vaatimusta ylläpitää ja kehittää verkkoa, eli siirretyn energian määrän pienentyminen ei suoraan alenna verkkoyhtiölle siirtotoiminnasta aiheutuneita kustannuksia kuin kantaverkkomaksujen ja häviöiden osalta. Lisäksi yhteiskunnan nojaaminen yhä vahvemmin sähköön kasvattaa verkon mitoittavan huipputehon suuruutta, jonka pohjalta verkostokustannukset muodostuvat. [31]

Tulevaisuuden haasteiden ja nykyisten energiaperusteisten tariffirakenteiden rajoitteiden seurauksena on herännyt keskustelua siitä, tulisiko tulevaisuuden haasteisiin reagoida passiivisesti nostamalla vain nykyisten tariffirakenteiden hintoja vai aktiivisesti muuttamalla nykyisen hinnoittelun rakennetta. Yhtenä yleisenä trendinä on ollut passiivinen reagointi, jossa hinnoittelun painopistettä on kohdistettu siirretyn energian määrään perustuvasta siirtomaksusta nykyisten siirtotariffien kiinteisiin perusmaksuihin. Hinnoittelun kohdistaminen kiinteämpiin maksuihin on perusteltua verkkoyhtiöille siirtotoiminnasta aiheutuneiden kustannusten perusteella, joista valtaosa perustuu verkolta vaadittavaan kapasiteettiin. Näin ollen verkkoyhtiöllä on riittävät kannustimet ja etäluettavien mittareiden myötä myös edellytykset kustannusvastaavan hinnoittelun kehittämiseen. Yleisesti ottaen parhaana nykyisten energiaperusteisten tariffirakenteiden korvaajana pidetään tariffirakennetta, jossa on erillinen tehomaksu tehoperäisten kustannusten keräämiseksi. [3, 30]

Pitkällä tähtäimellä verkkoyhtiö pyrkii hinnoittelurakennettaan kehittämällä luomaan ohjaustoimia, joilla suurin samanaikainen ja verkon mitoittava huipputeho pienenesi. Näitä ohjausvaikutuksia kehitetään analysoimalla käyttöpaikoilta kerättyjä historiatietoja ja kuluttajien oletettuja kulutustottumuksia. Kuluttajalla hinnoittelurakenteen muutos näkyy konkreettisesti sähkölaskussa, jonka suuruuteen vaikuttavat uudella hinnoittelurakenteella paljon enemmän kuluttajan kulutustottumukset sekä sähkölaitteet. Yksittäisen asiakkaan siirtolasku voi pienentyä tai kasvaa. Kuitenkin on huomioitava, että uusi hinnoittelurakenne luo myös kuluttajalle kannustimet muuttaa omaa kulutustottumustaan. Tästä johtuen muodostettua siirtotariffia voidaan joutua korjaamaan halutun liikevaihdon saavuttamiseksi. Tämän diplomityön laajuudessa ei kuitenkaan huomioida mahdollisia muutoksia kulutustottumuksissa, vaan oletetaan sähkön käytön pysyvän hinnoittelurakenteesta riippumatta samana.

Seuraavissa luvuissa tarkastellaan erilaisia vaihtoehtoisia tariffirakenteita sekä niiden määräytymisperusteita. Ensimmäiseksi esitellään tarkasteltava asiakasjoukko, jolla on tarkoitus case-luontoisesti tarkastella erilaisten tariffirakenteiden vaikutuksia.

Tämän jälkeen tarkastellaan teoreettisesti kustannusvastaavuudeltaan optimaalisimman tariffirakenteen asiakasvaikutuksia, minkä jälkeen tarkastellaan tästä mallista sovellettuja tariffirakenteita ja niiden vaikutuksia.

## 6.1 Tarkasteltava asiakasjoukko

Vaihtoehtoisten tariffirakenteiden asiakasvaikutusten tutkimiseksi työssä tutkittiin HSV:n yleissiirto-, aikasiirto- ja ohjatun yösiirtotuotteen asiakkaita. Asiakasjoukkoa tarkennettiin vielä siten, että yleissiirtotuotteen asiakkaista tarkasteluun valittiin vain kohteet, joissa yhden liittymän takana on vain yksi käyttöpaikka. Lisätarkennus oli tarpeen, sillä valtaosa yleissiirron käyttöpaikoista sijaitsee kerrostaloissa, joissa vaikuttamisen mahdollisuudet liittymän huipputehoon ovat vähäisemmät ja toisaalta hinnoittelun kustannusvastaavuus toteutuu eri tavalla. Lisäksi poistettiin vielä ne kohteet, joilta ei löytynyt tuntimittausdataa jokaiselta vuoden 2015 kuukaudelta. Tavoitteena oli saada tarkasteluun asiakasjoukko, joka koostuu pääosin sähkölämmitteisistä pientaloista tai kohteista, joilla on potentiaalisesti mahdollisuus vaikuttaa oman tehon ajoittumiseen tai sen suuruuteen.

Rajauksen mukaisia kohteita löytyi yhteensä 23 412, joista 5 185 yleissiirto-, 16 875 aikasiirto- ja 1 352 ohjatun yösiirtotuotteen asiakkaita. Valituille kohteille haettiin etäluettavilla mittareilla kerätty vuoden 2015 tuntimittausdata, jota käytettiin sekä asiakkaiden nykyisten siirtotuotteiden mukaisten liikevaihtojen (taulukko 3) laske-  
miseksi että vaihtoehtoisten tariffirakenteiden vaikutusten selvittämiseen. Uusilla tariffirakenteilla haettiin nykyisten siirtotuotteiden mukaista liikevaihtoa, eli näillä vaihtoehtoisilla tariffirakenteilla ei ole tarkoitus kerätä nykyistä enemmän siirtotuloja vaan kohdentaa kustannuksia tarkemmin niitä aiheuttaville asiakkaille aiheuttamis-  
periaatteen mukaisesti.

Taulukko 3: Vuoden 2015 siirtohinnaston mukaiset liikevaihdot tutkitulle asiakasjoukolle.

Vuosi 2015	Liikevaihto
Yleissiirto	1 331 337 €
Aikasiirto	7 811 199 €
Ohjattu yösiirto	871 434 €
Yhteensä	10 013 970 €

## 6.2 Pienasiakkaan tehotariffi yksiaikaisella energiamaksulla

Aiheuttamisperiaatteen mahdollisimman tarkasti toteuttavana tariffirakenteena voidaan pitää pienasiakkaan tehotariffia, joka koostuu kolmesta eri komponentista: kuukausittain veloitettavasta perusmaksusta (€/kk), tehomaksusta (€/kW) ja siirretyn energian määrästä riippuvasta energiamaksusta (snt/kWh). Tariffirakenteen

muodostamista varten HSV:n verkosta valittiin kahden sähköaseman ja kolmen päämuuntajan kattava verkko, jossa oli yli 32 000 käyttöpaikkaa pääosin kerrostaloissa. Tarkasteltavan alueen keskijänniteverkko koostui 30 keskijännitelähdöstä, jotka syöttävät 103 muuntamoaa sisältäen sekä HSV:n omat muuntamot että kuluttajien omistamat muuntamot. Tarkasteltavalle verkolle laskettiin Energiaviraston yksikköhintojen perusteella verkon jälleenhankinta-arvo, jotta HSV:n oletettu kulurakenne saatiin selvitettyä. [31, 32]

Tariffirakenteen muodostamisessa verkon oletettiin olevan siirtokanava, jossa tehota riippuvat kustannukset kohdistetaan eri asiakasryhmille sen mukaan, kuin ne osallistuvat oman jännitetasen yhden tunnin aikaiseen huipputehohon. Verkostokustannukset kohdistetaan pääosin tehomaksuun tuottovaatimuksen lisäksi. Selvitetyn kulurakenteen myötä 63 prosenttia kustannuksista tulisi kohdistaa tehomaksuun. Tehomaksun määräytymisperusteena voidaan käyttää useampaa eri tapaa. Perusmaksuun kohdistetaan asiakas- ja mittauskustannukset sekä osa verkostokustannuksista. Kulurakenteen mukaan asiakas- ja mittauskustannusten osuuden tulisi olla 14 prosenttia. Siirretyn energian määrään perustuvalla energiamaksulla katetaan tähän verrannolliset kustannukset, kuten kantaverkon siirtomaksut ja häviöenergian aiheuttamat kustannukset. Kulurakenteen mukaan energiamaksujen osuuden tulisi olla 21 prosenttia. [31]

Seuraavissa luvuissa tarkastellaan edellä esiteltyä pienasiakkaan tehotariffia ja sen vaikutuksia valittuun asiakasjoukkoon, kun tehomaksun määräytymisperusteena käytetään vuoden suurinta, kuukauden suurinta ja kuukauden kolmanneksi suurinta keskituntitehoa.

### **6.2.1 Tehomaksun määräytyminen vuoden suurimman keskituntitehon mukaan**

Jakeluverkko mitoitetaan verkon suurimman arvioidun huipputehon mukaan, jonka vuoksi tehomaksun määräytymisperusteena voidaan perustellusti pitää vuoden suurinta mitattua keskituntitehoa. Jos tehomaksu määräytyisi kuluttajan vuoden suurimman keskituntitehon mukaan, voisi aiheuttamisperiaatetta toteuttava pienasiakkaan tehotariffirakenne olla taulukon 4 mukainen. Aiheuttamisperiaatteen lisäksi tarkasteltava tariffirakenne toteuttaisi pistehinnoittelua, sillä hinnoittelu on sama kaikille kuluttajille riippumatta asiakkaan maantieteellisestä sijainnista.

Taulukko 4: Pienasiakkaan tehotariffi, jossa tehomaksun määräytymisperusteena vuoden suurin keskituntiteho. [31]

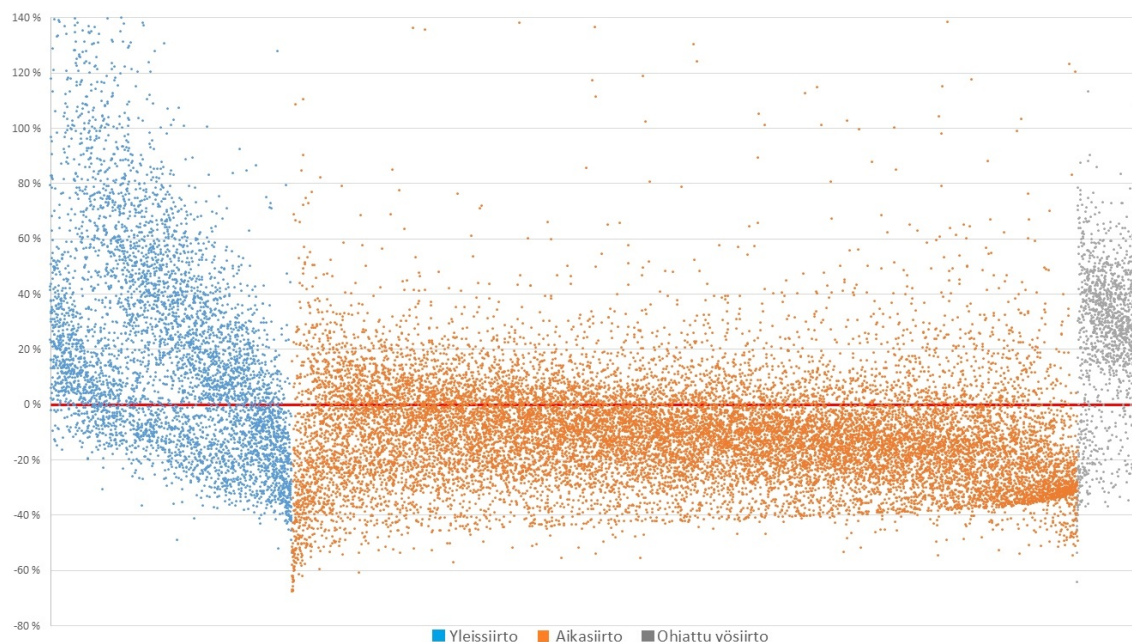
Perusmaksu (€/kk)	Tehomaksu (€/kW, vuosi)	Energiamaksu (snt/kWh)
4,03	25,05	0,53

Kyseistä tariffirakennetta käytettäessä tarkasteltavalta asiakasjoukolta kerätty liikevaihto pienenisi hieman yli 5 prosenttia nykyisestä (taulukko 5). Vaihtoehtoisella tariffirakenteella kerätystä liikevaihdosta perusmaksulla kerättävä osuus on 12 %, jolla katetaan asiakas- ja mittauskustannukset. Energiamaksukomponentin osuus liikevaihdosta on 22 %, jolla katetaan kulutusanalyysin mukaisesti häviösähkön hankinta ja kantaverkon siirtomaksut. Tehomaksun osuus liikevaihdosta on 66 %, jolla katetaan verkostokustannukset sekä kerätään halutun tuottovaatimuksen mukainen tuotto.

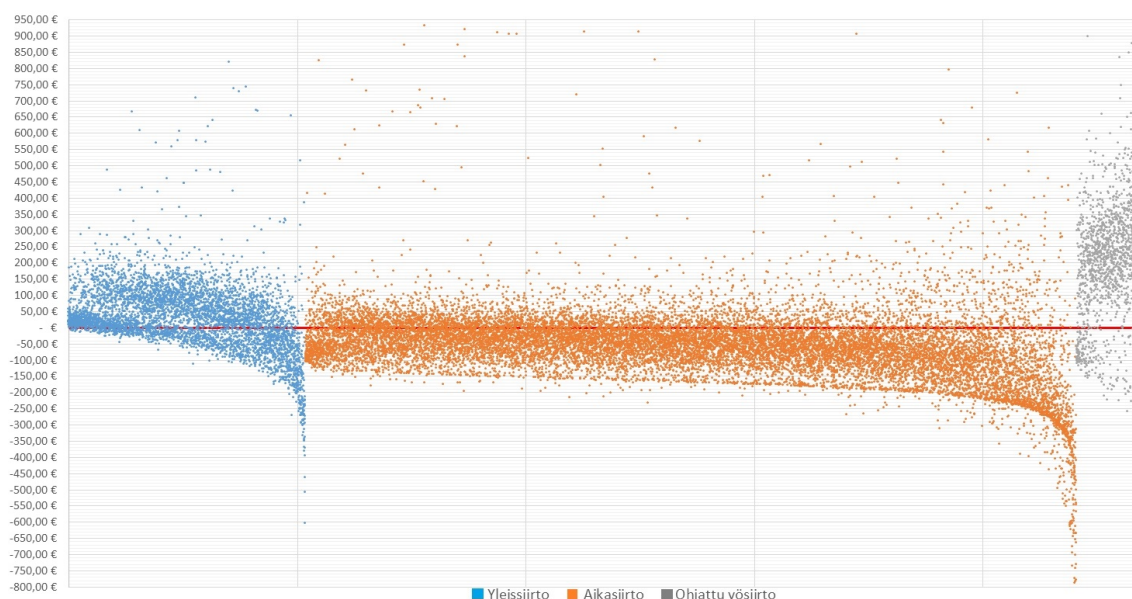
Taulukko 5: Vaihtoehtoisella tariffirakenteella kerätty liikevaihto.

Tariffirakenne	Liikevaihto (€)
Nykyinen	10 013 970 €
Vaihtoehtoinen	9 489 739 €

Kuvat 16 ja 17 kuvaavat vaihtoehtoisen tariffirakenteen vaikutuksia yksittäisiin asiakkaisiin. Kuvissa asiakkaat on järjestetty siten, että vähiten energiaa siirtäneet asiakkaat ovat kuvassa oman nykyisen tariffin mukaisessa ryhmässä vasemmalla.



Kuva 16: Suhteellinen muutos siirtomaksuissa.



Kuva 17: Absoluuttinen muutos siirtomaksuissa.

Tällaisena hinnoittelurakenteen suurimmat yksittäiset voittajat löytyisivät pääosin nykyisen aikasiirtotuotteen asiakkaiden joukosta. Tämä johtuu osin siitä, että nykyisellään aikasiirtotuotteen perusmaksu ja energiamaksut ovat suurempia kuin nyt esitetyssä tariffirakenteessa. Toisaalta moni aikasiirron asiakas ei ole nykyisellään valinnut itselleen optimaalisinta tariffirakennetta. Suhteellisesti suurimmat muutokset aiheutuvat yksittäisille yleissiirtotuotteen asiakkaille (kuva 16). Muutokset tasottuvat, kun katsotaan kohteiden absoluuttisia muutoksia siirtomaksuissa, mitkä ovat pääosin  $\pm 150$  euroa (kuva 17). Osa eri asiakkaiden kokemista muutoksista selittyy sillä, etteivät kuluttajat ole valinneet itselleen optimaalisinta siirtotuotetta nykyisestä siirtotuotevalikoimasta.

Yleisemmin tarkasteltuna suurimmat muutokset siirtomaksuissa kokevat ne kohteet, joissa mitattu yhden tunnin aikainen keskituntiteho on suuri ja täten tehomaksu kasvattaa siirtolaskun suuruutta entiseen verrattuna. Tätä voidaan pitää aiheuttamisperiaatteen mukaisesti oikeansuuntaisena tuloksena, sillä tämän mukaan ne, jotka aiheuttavat kapasiteetista riippuvia kustannuksia, joutuvat myös maksamaan ne. Lisäksi voidaan ajatella, että tasaisemmin sähköä käyttävät asiakkaat ovat aiemmalla tariffirakenteella tukeneet piikikkäämmän kulutuksen omaavia asiakkaita. [33]

Uutta tariffirakennetta voi pitää yksinkertaisena ja ymmärrettävänä, sillä teho on helposti ymmärrettävissä ja useimmista sähkölaitteista löytyy valmiina teho merkittynä sähkölaitteen arvokilpeen. Tarkasteltavien siirtotuotteiden osalta Ohjatussa yösiirrossa on jo nykyisellään mukana tehomaksu, joka perustuu liukuvan 12 kuukauden aikana suurimpaan mitattuun keskituntitehoon. Tehomaksu olisi täten uusi ainoastaan aikasiirto- ja yleissiirtotuotteen asiakkaille.

Vuoden suurimman tuntitehon käyttäminen tehomaksun määräytymisperusteena ei ole täysin ongelmaton. Esimerkiksi kuluttajalla, jolla syntyy suuri satunnainen

tuntiteho, ei ole kannustinta alentaa huipputehoa seuraavan vuoden aikana. Tämä siksi, että laskutus määräytyy seuraavalle 12 kuukaudelle nyt syntyneen satunnaisten suuren tuntitehon perusteella. Tämä heikentää tariffilla tavoiteltua ohjausvaikutusta keskituntitehojen pienentämiseksi sekä yleistä tavoitetta energiatehokkaammasta kuluttamisesta.

### 6.2.2 Tehomaksun määräytyminen kuukauden suurimman keskituntitehon mukaan

Vuoden suurimman keskituntitehon käyttämisen sijaan tehomaksu voisi määräytyä kuukauden suurimman keskituntitehon mukaan. Tällöin tariffirakenne olisi huomattavasti joustavampi niin asiakkaan kuin verkkoyhtiön näkökulmasta. Asiakkaan näkökulmasta katsottuna asiakkaalla säilyisi kannustimet keskituntitehon pienentämiseen, kun yksittäinen tehopiikki ei määräisi laskutustehoa koko loppuvuodelle. Vastaavasti verkkoyhtiö pystyisi korjaamaan hinnoitteluaan nopeammin, mikäli näyttäisi siltä, että hinoittelurakenteisiin tehdyt muutokset vaikuttaisivat halutun suuruisen liikevaihdon saavuttamiseen heikentävästi. Kuukauden suurimman keskituntitehon toimituksessa tehomaksun määräytymisperusteena, voisi aiheuttamisperiaatteen mukainen tehotariffi olla taulukon 6 mukainen.

Taulukko 6: Pienasiakkaan tehotariffi, jossa tehomaksun määräytymisperusteena kuukauden suurin keskituntiteho. [31]

Perusmaksu (€/kk)	Tehomaksu (€/kW, /kk)	Energiamaksu (snt/kWh)
4,03	2,95	0,53

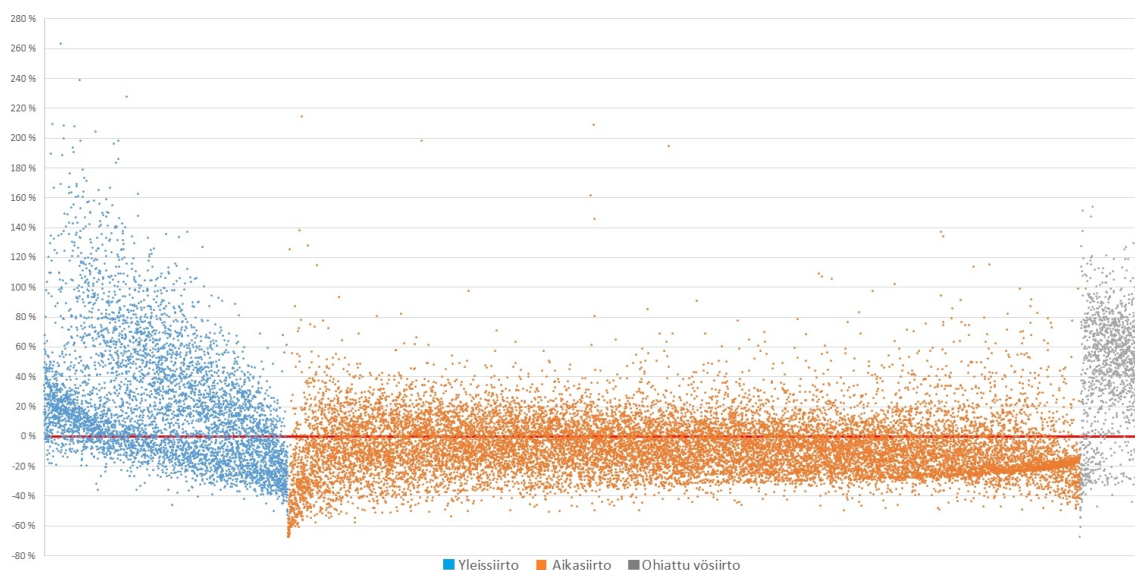
Vaihtoehtoisella tariffirakenteella kerätty liikevaihto kasvaisi hieman tavoitteeksi asetetusta tarkasteltavan asiakasjoukon nykyisillä tariffirakenteilla kerätystä liikevaihdosta (taulukko 7). Uudella tariffirakenteella kerätystä liikevaihdosta perusmaksujen osuus on 11 %, energiamaksujen osuus on 21 % ja tehomaksujen osuus on 68 %.

Taulukko 7: Vaihtoehtoisella tariffirakenteella kerätty liikevaihto.

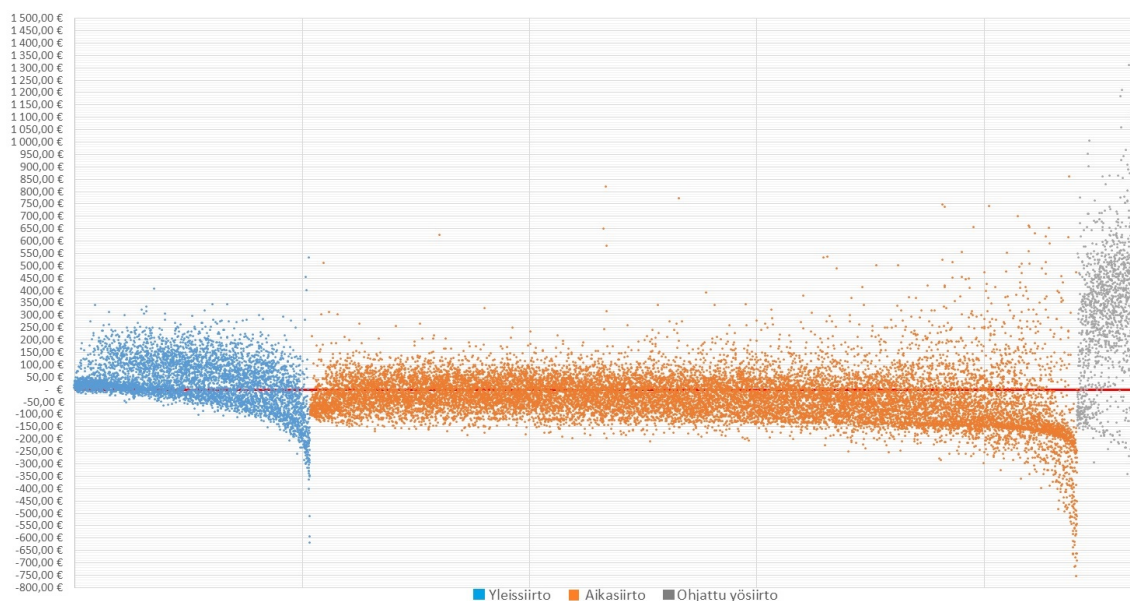
Tariffirakenne	Liikevaihto (€)
Nykyinen	10 013 970 €
Vaihtoehtoinen	10 064 013 €

Kuvat 18 ja 19 kuvaavat vaihtoehtoisten tariffirakenteiden vaikutuksia yksittäisiin asiakkaisiin. Asiakkaat on järjestetty siten, että vähiten energiaa siirtänyt tietyn siirtotuotteen asiakas on esitetty kuvaajassa oman nykyisen siirtotuotteen mukaisen ryhmän vasemmassa reunassa. Kuvaajista voidaan havaita, että suhteellisesti suurimmat yksittäiset muutokset koetaan yleissiirto- ja ohjatun yösiirron asiakkaiden keskuudessa. Osa muutoksista voidaan selittää sillä, että asiakas ei ole nykyhetkellä

valinnut itselleen optimaalisinta tariffia nykyisistä tuotteista. Toisaalta voidaan myös ajatella, että nykyiset tariffirakenteet ovat tukeneet piikikkäämpää kulutusta eivätkä ne täten ole olleet aivan kustannusvastaavia. [33]



Kuva 18: Suhteellinen muutos siirtomaksuissa.



Kuva 19: Absoluuttinen muutos siirtomaksuissa.

Absoluuttisia muutoksia tarkasteltaessa huomataan, että yleissiirto- ja aikasiirto-tuotteiden asiakkaat kokemat muutokset asettuvat  $\pm 100$  euroon. Asiakasjoukkona suurimman euromääräisen muutoksen kokisivat ohjatun yösiirron asiakkaat tehomaksun suuruuden nousemisen vuoksi, joka ei kompensoidu perusmaksun reippaalla pienentymisellä.



Kuten jo edellisessä luvussa todettiin, on pienasiakkaan tehotariffi ymmärrettävä ja yksinkertainen. Tehomaksu muuttuu yhä läpinäkyvämmäksi ja ymmärrettävämmäksi, kun laskutuksen määräytymisperuste lyhennetään yhden kuukauden mittaiselle ajanjaksolle. Tällöin on helpompi seurata oman kulutuksen vaikutusta oman sähkölaskun suuruuteen ja lyhyemmällä tarkasteluajanjaksolla siitä saadaan houkuttelevempaa.

### 6.2.3 Tehomaksun määräytyminen kuukauden kolmanneksi suurimman keskituntitehon mukaan energiamaksun kattaessa kantaverkkoyhtiön nykyisen siirtomaksun

Aiemmissa kappaleissa tehomaksun määräytymisperusteena käytettiin vuoden ja kuukauden suurinta keskituntitehoa. Tehomaksun määräytymisperusteena voidaan käyttää myös vaihtoehtoisia tapoja, kuten esimerkiksi tietyllä aikavälillä mitatun viiden suurimman keskituntitehon keskiarvoa tai kuukauden N:nneksi suurinta keskituntitehoa. Voidaan ajatella, ettei asiakas kärsisi yhdestä suuresta tehopiikistä ja mahdolliset yksittäiset mittausvirheet jäisivät laskutuksen ulkopuolelle, jos tehomaksun määräytymisperusteena käytettäisiin jotain vaihtoehtoista tapaa. Toisaalta on huomioitava, että aiheuttamisperiaatteen näkökulmasta kuluttajan, joka kuluttaa sähköä piikikkäästi, tulisi myös maksaa oman käytön aiheuttamat kustannukset.

Esimerkin vuoksi nyt tarkasteltavassa tariffirakenteessa on käytetty tehomaksun määräytymisperusteena kuukauden kolmanneksi suurinta mitattua keskituntitehoa. Hintatasoa muodostettaessa apuna käytettiin aiemmin esitettyjä aiheuttamisperiaatteen mukaisia hintoja. Aiemmin esitettyjä hintoja sovellettiin siten, että tariffirakenteella saadaan kerättyä tavoitteeksi asetettu vuoden 2015 liikevaihtoa vastaava liikevaihto. Tarkasteltavassa tariffirakenteessa huomioidaan myös kantaverkkoyhtiön kantaverkkomaksuihin tekemä siirtohintojen korotus vuoden 2016 alussa. Aiheuttamisperiaatteen mukaiset tariffirakenteet luotiin vuoden 2014 tietojen perusteella, jonka vuoksi aiheuttamisperiaatteen mukainen energiamaksu ei kata energiamaksujen osalta Fingridin nykyistä hinnoittelua ja energiaa siirrettäisiin tappiolla. Jotta hinnoittelu olisi kustannusvastaavaa, tulisi kantaverkkoyhtiön uudet hinnat huomioida energiamaksuissa. Edellä esitetyt reunaehdot toteuttava hinnoittelu voisi olla taulukon 8 mukainen.

Taulukko 8: Pienasiakkaan tehotariffi, jossa tehomaksun määräytymisperusteena kuukauden kolmanneksi suurin keskituntiteho ja energiamaksulla katetaan nykyiset kantaverkkomaksut.

Perusmaksu (€/kk)	Tehomaksu (€/kW, /kk)	Energiamaksu (snt/kWh)
4,00	2,25	0,94

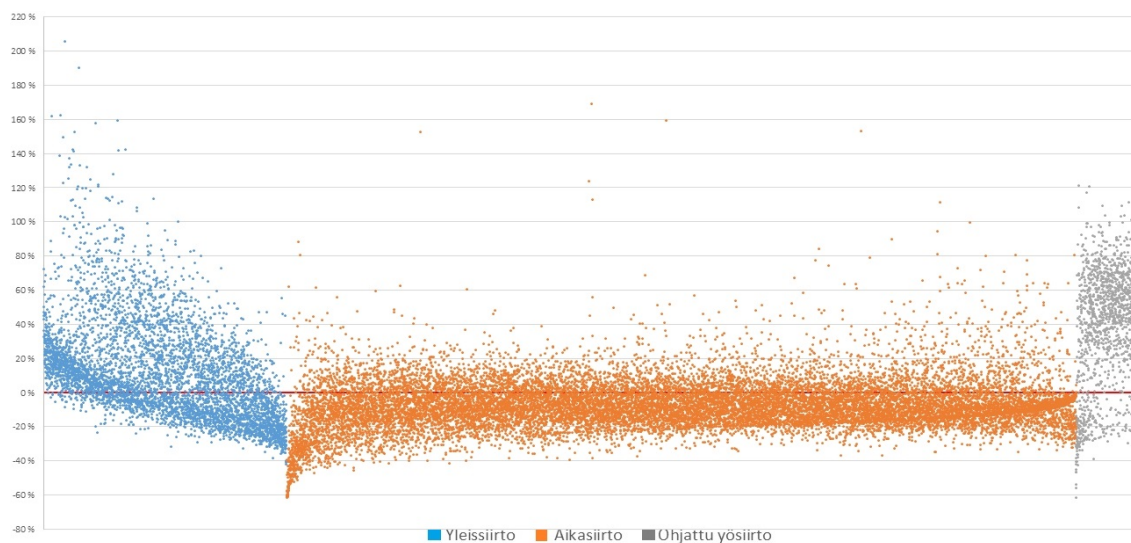
Esitetyllä tariffirakenteella kerätty liikevaihto kasvaisi hieman tavoitteeksi asetetusta liikevaihdosta (taulukko 9). Vaihtoehtoisella tariffirakenteella kerätystä liikevaihdosta perusmaksun osuus on 11 %, energiamaksujen osuus 37 % ja tehomaksun osuus 52 %.

Taulukko 9: Vaihtoehtoisella tariffirakenteella kerätty liikevaihto.

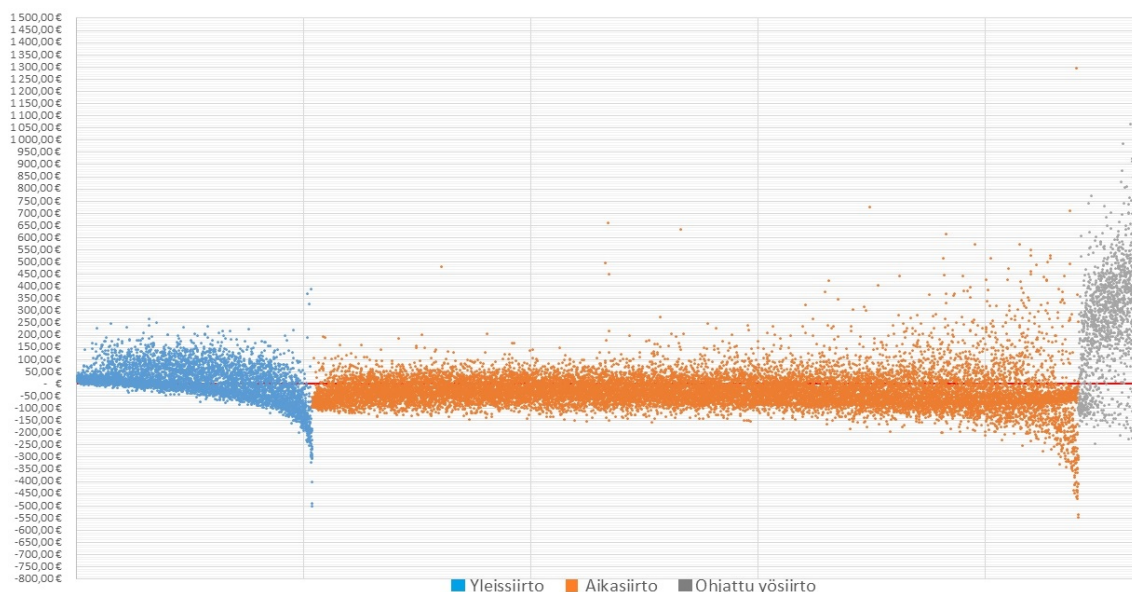
Tariffirakenne	Liikevaihto (€)
Nykyinen	10 013 970 €
Vaihtoehtoinen	10 022 312 €

Kuvat 20 ja 21 esittävät tariffirakenteen vaikutuksia yksittäisiin asiakkaisiin. Kuvissa asiakkaat on järjestetty siten, että vähiten energiaa siirtäneet asiakkaat ovat kuvassa oman nykyisen tariffin mukaisessa ryhmässä vasemmalla. Kuvaajista havaittavat muutokset ovat saman suuntaisia kuin tehomaksun määräytyessä kuukauden suurimman mitatun keskituntitehon perusteella. Tämä johtuu osin siitä, että suurimmilla asiakkailla suurimmat mitatut keskituntiteholukemat ovat loppujen lopuksi hyvin lähellä toisiaan. Lisäksi muutokset ovat samansuuntaisia, koska hintatasoa on säädetty halutun liikevaihdon saavuttamiseksi.

Mittalaitteiden ja niissä käytettyjen suotimien edelleen kehittyessä on syytä pohdita, onko mielekästä perustaa laskutusta esimerkiksi juuri kolmanneksi suurimpaan keskituntitehoon, etenkin jos pyrkimyksenä on päästä mahdollisimman kustannusvastaavaan hinnoitteluun. Lisäksi tariffirakenteen ymmärrettävyys voi heiketä, jos käytetään tietyllä aikavälillä mitattujen  $N$  suurimman keskituntitehojen keskiarvoa tai vasta  $N$  suurinta keskituntitehoa tehomaksun määräytymisperusteena.



Kuva 20: Suhteellinen muutos siirtomaksuissa.



Kuva 21: Absoluuttinen muutos siirtomaksuissa.

### 6.3 Pienasiakkaan tehotariffi, jossa energiamaksu jaoteltu kantaverkkoyhtiön mallin mukaisesti

Aiheuttamisperiaatetta toteuttavat siirtotariffit muodostettiin vuoden 2014 tietojen pohjalta. Nykyhetkeä tarkasteltaessa huomataan, ettei aiheuttamisperiaatteen mukaisella energiamaksulla katettaisi kantaverkkoyhtiön vuoden 2016 hinnoittelua. Tämän vuoksi energiamaksun suuruutta tulisi kasvattaa. Kantaverkkoyhtiön hinnoittelussa energiamaksu on jaoteltu talviarkipäivään ja muuhun aikaan. Talviarkipäivä käsittää joului-, tammi- ja helmikuut maanantaista perjantaihin kello 7-21. Jotta sähkön siirronhinnoittelu olisi kustannusvastaava, tulisi energiamaksun jaotella vastaavalla tavalla.

Nyt tarkasteltavassa tariffirakenteessa on perusmaksun lisäksi tehomaksu, joka määräytyy kuukauden suurimman tehon mukaan sekä energiamaksu, joka on jaoteltu kantaverkkoyhtiön valitsemalla tavalla. Tehomaksun määräytymistä kuukauden suurimman keskituntitehon perusteella voidaan pitää oikean kaltaisena ratkaisuna, sillä se on helposti kuluttajan ymmärrettävissä sekä todennettavissa ja kuten jo aiemmin todettiin, myös toteutukseltaan notkeampi kuin vuoden suurimpaan keskituntitehoon perustuva ratkaisu. Energiamaksun suuruuden osalta on tehty kaksi eri mallia, joista toisessa energiamaksujen suuruudella ei tavoitella suurta ohjausvaikutusta. Toisessa mallissa energiamaksujen suuruus on lähellä vuoden 2015 ohjatun yösiirron energiamaksujen suuruutta, jolloin talviarkipäivän ja muun ajan välille saadaan suurempi ohjausvaikutus kulutuksen siirtämiselle pois talviarkipäivältä. Yleisesti ottaen verkossa on vapaata kapasiteettia yöaikaan, kuten myös viikonloppuisin.

Nykyisten aikatariffien eräänä yleisenä ongelmana pidetään yleisesti verkon kuormituksessa tapahtuvia kulutuspiikkejä edullisemman hinnoittelun astuessa voimaan.

Nykyiseen aikatariffiin verrattuna nyt esitetyssä tariffirakenteessa on erillinen tehomaksu, jonka avulla voidaan hillitä yksittäisen tunnin aikana syntyviä tehopiikkejä. Tehomaksu luo osaltaan asiakkaalle uudenlaisen kannustimen pohtia sähkölaitteiden samanaikaista päälle kytkeytymistä. Nyt esitettyä tariffirakennetta voidaan pitää ymmärrettävänä, sillä jo nykyisellään aika- ja ohjatun yösiirtotuotteen asiakkailta on käytössään energialle kaksi eri hintaa. Suurimmat muutokset tämänkaltaisen tariffirakenteen käyttöönottamisesta tulisivat yleissiirtotuotteen asiakkaille, jotka ovat tottuneet sähkön siirtolaskun koostuvan perusmaksusta ja yksiaikamittaukseen perustuvasta energiamaksusta.

### 6.3.1 Energiamaksulla pienempi ohjausvaikutus

Erilaisia tariffirakenteita tarkasteltaessa huomattiin, että perusmaksun ja tehomaksuuden suuruudet vaikuttavat eniten yleissiirron ja ohjatun yösiirron asiakkaisiin. Etenkin suuren, mutta tasaisen yötehon vuoksi suuri tehomaksu kasvattaa ohjatun yösiirron asiakkaiden siirtolaskuja. Vastaavasti perusmaksun suuruuden kasvattaminen korottaa nopeasti pienimpien yleissiirtotuotteen asiakkaiden siirtolaskuja. Tämän vuoksi nyt tarkasteltavassa tariffirakenteessa osa tehomaksusta on pyritty jaottelemaan tasaisemmin perusmaksun ja energiamaksun kesken. Reunaehdot täyttävän rakenteen hintataso voisi olla esimerkiksi taulukon 10 mukainen.

Taulukko 10: Tariffirakenne ja sen hintataso.

Perusmaksu (€/kk)	7,90
Tehomaksu (€/kW, /kk)	1,70
Energiamaksu, Talviarkipäivä (snt/kWh)	1,32
Energiamaksu, Muu aika (snt/kWh)	0,94

Ehdotetulla tariffirakenteella kerätty liikevaihto on esitetty taulukossa 11. Kerätystä liikevaihdosta 22 prosenttia kerätään perusmaksuilla, 32 prosenttia energiamaksuilla ja 46 prosenttia tehomaksuilla. Voidaan ajatella, että perinteisesti tehomaksulla kerättävistä kiinteistä verkostokustannuksista suurempi osa on tässä tariffirakenteessa kohdistettu perusmaksuun. Energiamaksujen avulla kerätyn liikevaihdon kasvanutta osuutta voidaan selittää energiamaksujen suuruuteen tehdyillä korotuksilla nykyisten kantaverkkomaksujen kattamiseksi.

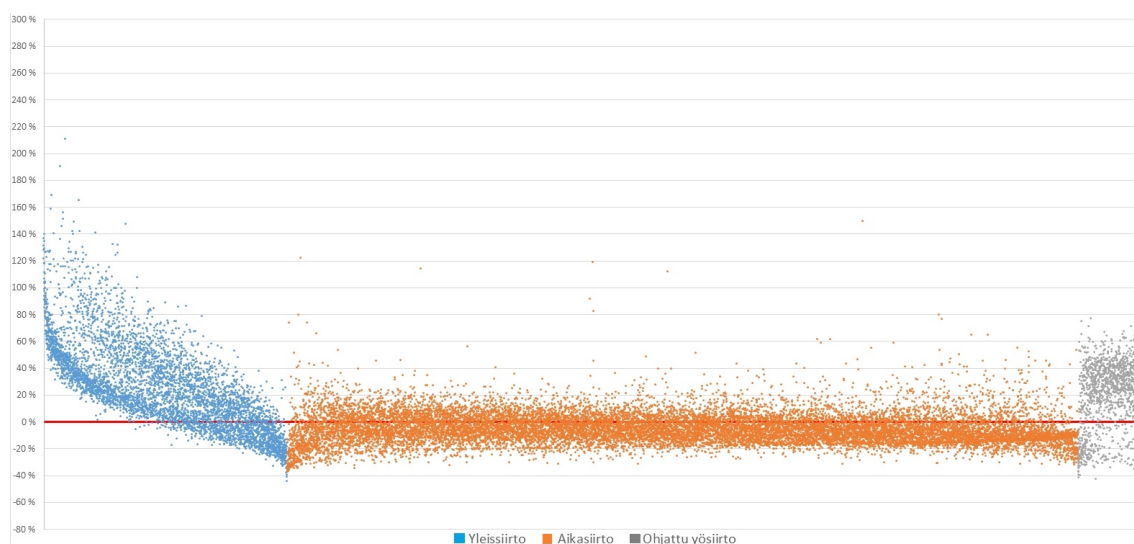
Taulukko 11: Vaihtoehtoisella tariffirakenteella kerätty liikevaihto.

Tariffirakenne	Liikevaihto (€)
Nykyinen	10 013 970 €
Vaihtoehtoinen	10 010 809 €

Kuvat 22 ja 23 kuvaavat tarkasteltavien asiakkaiden siirtolaskujen suhteellisia ja absoluuttisia muutoksia. Asiakkaat on järjestetty kuvissa siten, että vähiten sähköenergiaa kuluttaneet asiakkaat ovat kuvassa vasemmalla. Kuten kuvaajista nähdään,

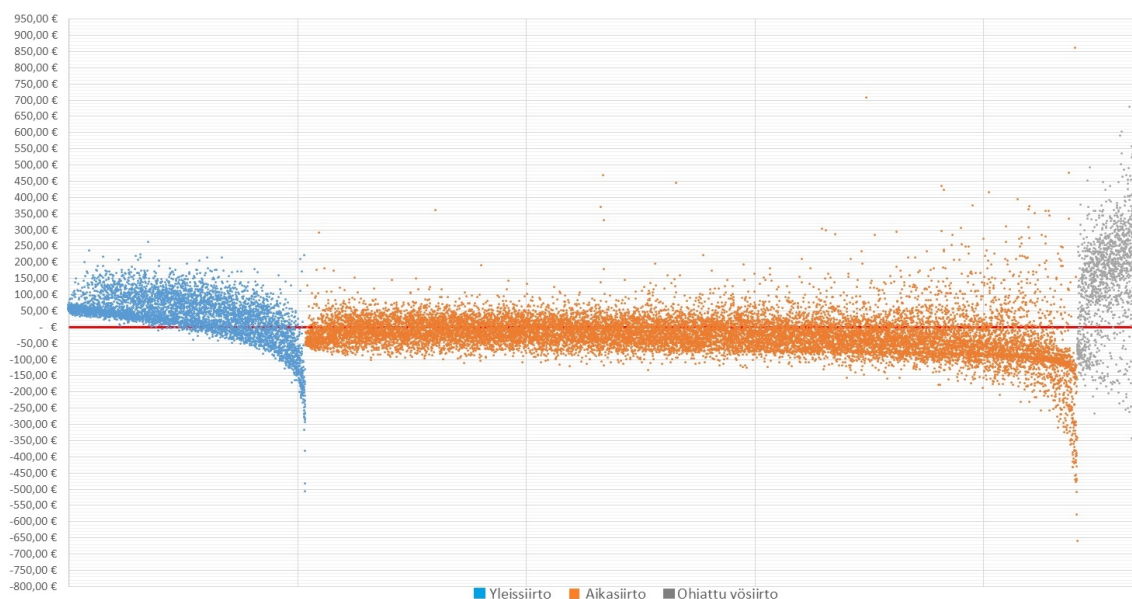
kyseisen kaltaisella kausitariffilla saadaan tasoitettua yksittäisten siirtolaskujen suuruutta ja kerättyä liikevaihto tasaisemmin koko tarkasteltavalta asiakasjoukolta.

Suhteellisesti suurimmat muutokset kohdistuvat yleissiirtotuotteen asiakkaisiin, jotka ovat kuluttaneet vähän energiaa ja maksaneet pääosin pelkästään perusmaksuja. Tämä on ymmärrettävää, sillä jo muutaman euron korotus kuukausittain veloitettavaan perusmaksuun kasvattaa siirtolaskua parilla kymmenellä eurolla vuodessa. Yleisesti koko tarkasteltavaa asiakasjoukkoa katsottuna suurin osa suhteellisista muutoksista jää alle 60 prosentin ja lukumäärällisesti valtaosalla siirtolaskut pienenisivät.



Kuva 22: Suhteellinen muutos siirtomaksuissa.

Absoluuttisia muutoksia tarkasteltaessa huomataan, että valtaosalla koetut muutokset sijoittuvat +150 euron ja -50 euron välille. Etenkin aikasiirtotuotteen asiakkailla siirtomaksut pienenisivät noin 50 eurolla. Muutos johtuu osin siitä, että nykyiseen aikasiirtotariffin hintatasoon verrattuna nyt tarkasteltavan tariffirakenteen perusmaksu ja energiamaksut halpenevat. Ohjatun yösiirron asiakkaille osuvat suurimmat muutokset vuosittaisen siirtolaskun suuruuteen. Muutokset mahtuvat pääosin +300 euron sisään. Muutos on suuri ylöspäin eikä tämän kaltaiseen hinnoitteluun voitaisi siirtyä kerta rysäyksellä. Yleissiirtotuotteen osalta muutokset jakautuvat kahtia. Osalla siirtolaskun suuruus kasvaa ja osalla pienenee.



Kuva 23: Absoluuttinen muutos siirtomaksuissa.

Jos kyseisellä tariffirakenteella tavoitellaan ohjausvaikutusta kulutuksen siirtämiseksi pois talviarkipäivältä, nyt esitetyn tariffirakenteen hintataso ei tarjoa tähän välttämättä asiakkaalle riittäviä kannustimia talviarkipäivän ja muun ajan energiamaksujen välisen suuruuden ollessa varsin maltillinen. Tämän vuoksi seuraavassa luvussa tarkasteltavaa hinnoittelua on muutettu siten, että talviarkipäivän ja muun ajan energiamaksuilla on enemmän hintaeroa suuremman ohjausvaikutuksen tavoittelemiseksi.

### 6.3.2 Energiamaksulla suurempi ohjausvaikutus

Jos tarkasteltavalla tariffirakenteella haluttaisiin saavuttaa suurempi ohjausvaikutus ja saada kuormitusta siirtymään talvella enemmän yöaikaan ja viikonlopulle, jolloin verkossa on vapaata kapasiteettia, tulisi talviarkipäivän ja muun ajan energiamaksujen välille saada enemmän eroa. Talviarkipäivän ja muun ajan energiamaksujen suuruuksiin otettiin mallia vuoden 2015 ohjatun yösiirtotuotteen hinnastosta. Nyt tarkasteltavassa tariffirakenteessa ei kuitenkaan käytetty suoraan samanlaista hinnoittelua kuin ohjatun yösiirron osalta on käytetty vuonna 2015. Erona vanhaan tuotteeseen on pienempi perusmaksu, suurempi tehomaksu ja erilainen energiamaksujen aikajaottelu, joka on jaoteltu siis kantaverkkoyhtiön käyttämällä tavalla. Tämän lisäksi energiamaksujen suuruus on pienempi. Tariffirakenteen hintataso voisi tällöin olla taulukon 12 mukainen.

Taulukko 12: Tariffirakenne ja sen hintataso.

Perusmaksu (€/kk)	7,90
Tehomaksu (€/kW, /kk)	1,70
Energiamaksu, Talviarkipäivä (snt/kWh)	2,31
Energiamaksu, Muu aika (snt/kWh)	0,82

Tariffirakenteella kerätty liikevaihto on esitetty taulukossa 13. Liikevaihdosta 22 prosenttia kerättäisiin perusmaksuilla, 28 prosenttia energiamaksuilla ja 50 prosenttia tehomaksuilla. Voidaan ajatella, että perusmaksuun on kohdistettu asiakas- ja mittauskustannusten lisäksi myös osa kiinteistä verkostokustannuksista sekä energiamaksuun kantaverkkomaksujen ja häviöiden lisäksi myös osa verkkoyhtiön tuottovaa-  
timuksesta.

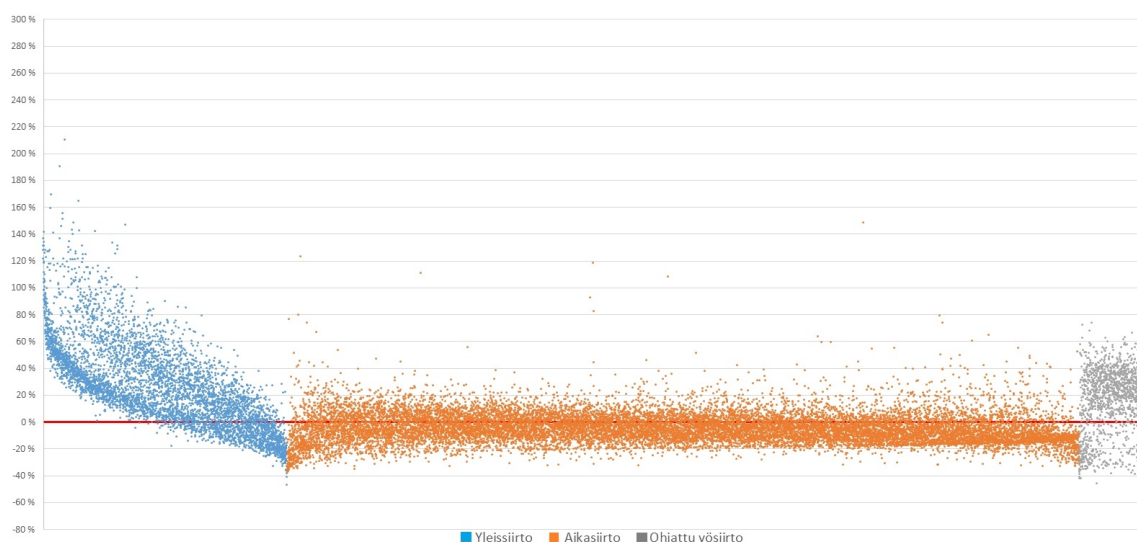
Taulukko 13: Vaihtoehtoisella tariffirakenteella kerätty liikevaihto.

Tariffirakenne	Liikevaihto (€)
Nykyinen	10 013 970 €
Vaihtoehtoinen	10 009 244 €

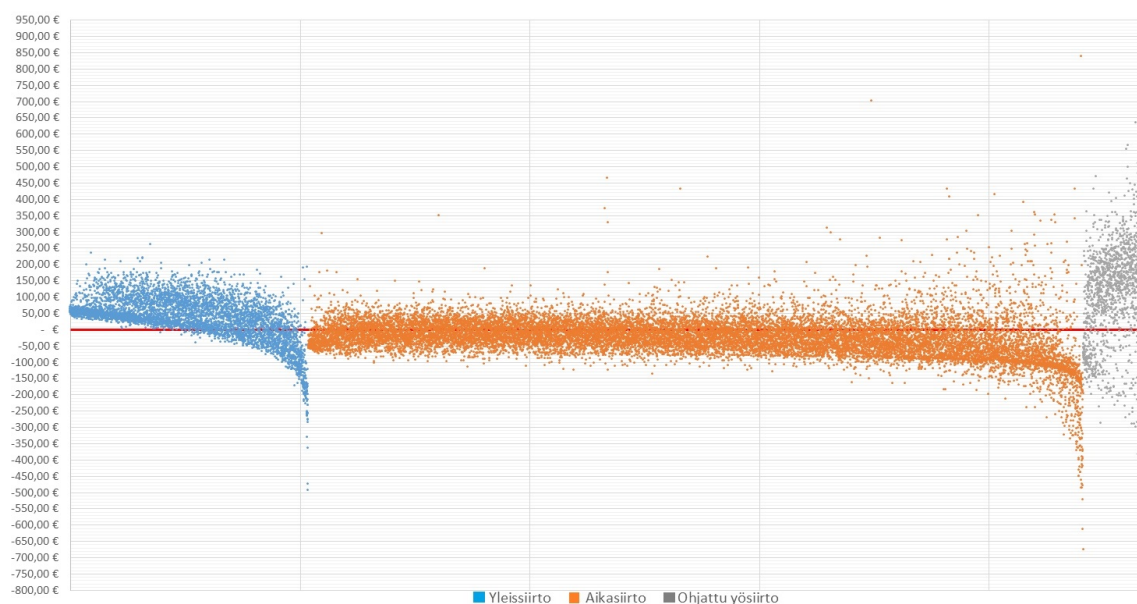
Kuvat 22 ja 23 kuvaavat suhteellisia ja absoluuttisia muutoksia. Asiakkaat on järjestetty kuvissa siten, että vähiten energiaa siirtäneet asiakkaat ovat kuvassa vasemmalla. Energiamaksun painottaminen enemmän talviarkipäivään pienentää koko tarkasteltavan asiakasjoukon yksittäisten siirtomaksujen muutosten suuruutta. Tämä johtuu pääosin siitä, että talviarkipäivän hinnoittelu on voimassa vain joului-, tammi- ja helmikuussa ma-pe kello 7-21 välisenä aikana. Muun ajan energiamaksu on varsin edullinen verrattuna nykyisten siirtotuotteiden energiamaksuihin.

Suhteellisesti suurimmat muutokset nähdään yleissiirtotuotteen asiakkaiden keskuudessa. Tämä johtuu pääosin perusmaksun korottamisesta sekä erikseen veloitettavasta tehomaksusta. Absoluuttisia muutoksia tarkasteltaessa lähes kaikkien yleissiirtotuotteen asiakkaiden muutokset ovat alle +150 euroa. Kyseisen kaltaisella hinnoittelulla muutos kohdistuisi melko tasaisesti kaikkien tarkasteltavien eri siirtotuotteiden asiakkaiden kesken muutosten ollessa +150 eurosta -50 euroon.

Yleisesti aikatariffien ongelmana pidetään mahdollisia tehopiikkejä halvemman energiamaksun astuessa voimaan. Ongelma voisi toteutua myös nyt tarkasteltavan tariffirakenteen kanssa, jossa talviarkipäivän ja muun ajan energiamaksun välillä on suurempi ero. Kuitenkin on huomioitava, ettei nykyisissä aikatariffeissa ole tehomaksua hillitsemässä yksittäisten keskituntitehojen suuruuksia. Nyt tarkasteltavassa tariffirakenteessa olevalla tehomaksukomponentilla pystytään todennäköisesti rajoittamaan yksittäisten piikkien syntymistä, koska tehopiikin suuruudella on suora vaikutus asiakkaan sähkönsiirtolaskun suuruuteen.



Kuva 24: Suhteellinen muutos siirtomaksuissa.



Kuva 25: Absoluuttinen muutos siirtomaksuissa.

## 6.4 Pienasiakkaan tehotariffi ilman energiamaksua

Tariffirakenteiden tulevaisuuden rakenteen ympärillä on käyty vilkasta keskustelua ja yksi usein keskusteluissa esiintyvä tariffirakenne on sellainen, jossa asiakkaan siirtolasku koostuisi pelkästään mitatun keskituntitehon mukaan laskutettavasta tehomaksusta. Ongelmia pelkästä tehomaksukomponentista koostuvasta tariffirakenteesta voisi syntyä tilanteissa, joissa asiakas ei käytä sähköä. Tällöin myöskään verkkoyhtiö ei saisi siirtotuloja, vaikka sen on ylläpidettävä kyseistä liittymää sen mahdollisen käytön varalta. Sähkön siirronhinnoitteluun on haettu mallia myös teleoperaattoreilta. Yleisesti tätä mallia kutsutaan tehokaistaksi, jossa asiakas en-



nalta valitsee tehon tarpeensa perusteella koko vuodelle tietyn tehokaistan, jonka puitteissa asiakas voisi käyttää sähköä verkkoyhtiön näkökulmasta rajoituksetta. Tehokaistamalli voi kuitenkin osoittautua jäykäksi niin asiakkaan kannalta kuin myös verkkoyhtiön näkökulmasta.

Edellä esitettyjen tariffirakenteiden ongelmien kiertämiseksi kyseisistä malleista tulisi luoda sellainen kompromissiratkaisu, ettei asiakas eikä verkkoyhtiö kärsi tariffirakenteen uudistamisesta. Vaihtoehtona voisi olla tariffirakenne, jossa olisi kuukausittain veloittettavan perusmaksun lisäksi tehomaksu, joka määräytyisi joko vuoden tai kuukauden suurimman keskituntitehon mukaan. Tariffirakenne, jossa ei ole energiamaksua voisi yleistyä esimerkiksi tilanteessa, jossa kantaverkkoyhtiö muuttaisi nykyistä energiapohjaista hinnoitteluaan tehoerusteiseksi hinnoitteluksi. Tällöin verkkoyhtiöllä olisi selkeä syy luopua erillisestä energiamaksusta ja laskuttaa asiakkaitaan perusmaksun ja mitatun keskituntitehon mukaan.

Nyt esitetty tariffirakenne olisi helposti ymmärrettävä ja varsin yksinkertainen, sillä siirtolasku koostuisi vain kuukausittain veloittavasta perusmaksusta ja tehomaksusta. Vaikka tariffirakenteessa ei ole erityistä kannustinta asiakkaiden kulutuksen ohjaukselle, voidaan olettaa, että tulevaisuudessa markkinapohjaiset energianmyyntitariffit ohjaisivat kulutusta myös verkon kannalta optimaalisimpiin aikoihin. Halvemman tunnin vaihtuessa tuskin syntyisi merkittävän suuria tehopiikkejä, sillä tehomaksulla voidaan hillitä kuluttajien yhden tunnin aikaisen keskituntitehon suuruuksia.

#### 6.4.1 Tehomaksun määräytyminen vuoden suurimman keskituntitehon mukaan

Jos kantaverkkoyhtiö luopuisi energiamaksusta, tulisi verkkoyhtiölle myös kannustimet luopua erillisestä energiamaksusta. Energiamaksusta luovuttaessa aiemmin energiamaksulla katetut verkon häviökustannukset voitaisiin kohdistaa tehomaksuun, sillä verkossa syntyvät häviöt riippuvat virrasta ja täten myös siirretystä tehosta. Jos tehomaksun määräytymisperusteena pidettäisiin vuoden suurinta mitattua keskituntitehoa, voisi tariffirakenteen hintataso tällöin olla taulukon 14 mukainen.

Taulukko 14: Tariffirakenne ja sen hintataso.

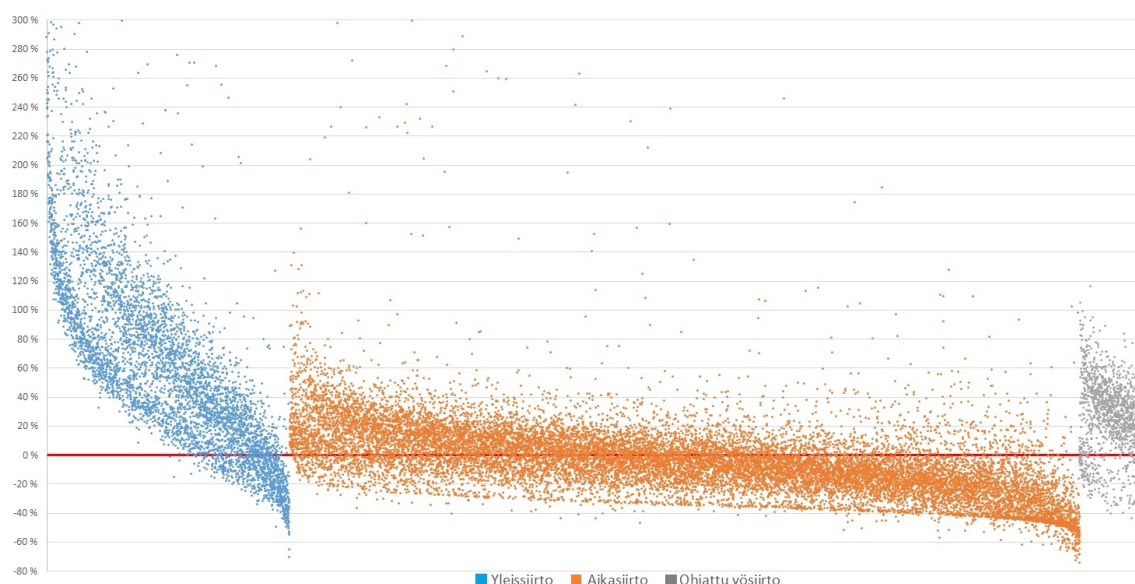
Perusmaksu (€/kk)	Tehomaksu (€/kW, vuosi)
13,70	24,50

Esitetyllä tariffirakenteella kerätty liikevaihto on esitetty taulukossa 15. Liikevaihdoista 38 prosenttia kerätään perusmaksuilla. Voidaan ajatella, että erillisestä energiamaksusta luovuttaessa perusmaksuun voidaan kohdistaa myös enemmän kiinteitä verkostokustannuksia, jottei tehomaksu kasva liian suureksi. Tehomaksulla kerättäisiin esitetyllä tariffirakenteella 62 prosenttia liikevaihdoista.

Taulukko 15: Vaihtoehtoisella tariffirakenteella kerätty liikevaihto.

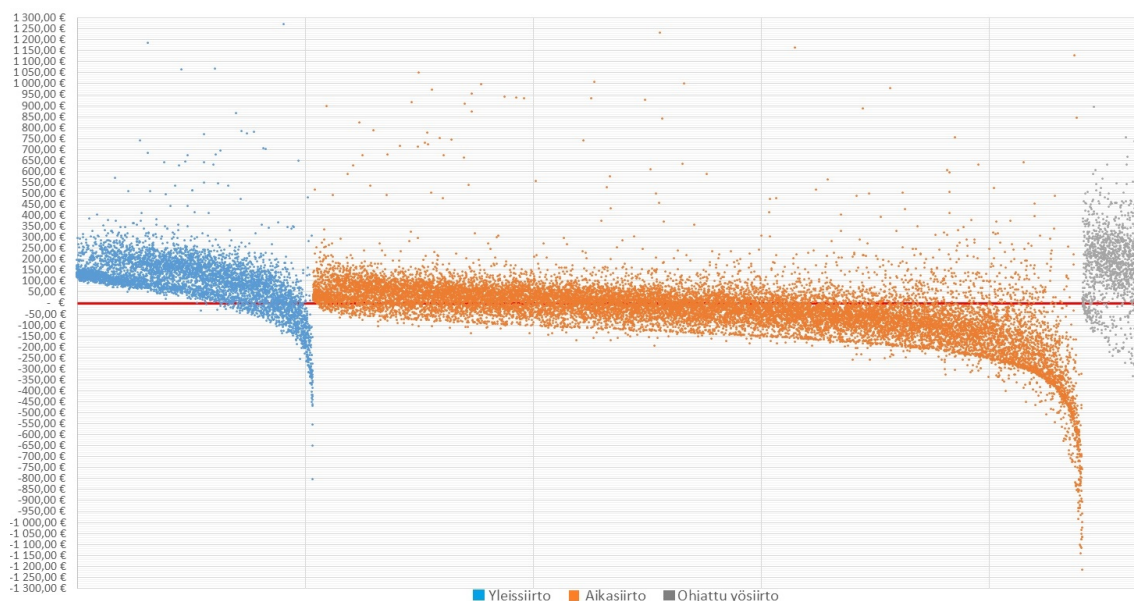
Tariffirakenne	Liikevaihto (€)
Nykyinen	10 013 970 €
Vaihtoehtoinen	10 004 579 €

Kuvat 26 ja 27 kuvaavat suhteellisia ja absoluuttisia muutoksia. Asiakkaat on järjestetty kuvissa siten, että vähiten energiaa siirtäneet asiakkaat ovat kuvassa vasemmalla. Suhteellisesti suurimmat muutokset kokevat asiakkaat ovat vähän energiaa siirtäneitä yleissiirtotuotteen asiakkaita. Tämä johtuu osin siitä, että vuoden 2015 siirtohinastoihin verrattuna perusmaksu kohoaisi noin 10 eurolla kuukaudessa. Yleisemmin tarkasteltuna suhteellisesti suurimmat muutokset ylöspäin on pienimmillä asiakkailla, jotka ovat lähinnä maksaneet vain perusmaksuja. Lisäksi tehomaksun määräytyminen vuoden suurimman keskituntitehon mukaan johtaa siihen, että piikikkäästi kuluttavat asiakkaat maksavat yhdestä tehopiikistä koko loppuvuoden ajan.



Kuva 26: Suhteellinen muutos siirtomaksuissa.

Absoluuttisia muutoksia tarkasteltaessa voidaan huomata, että valtaosa kuluttajien kokemista muutoksista on alle +300 euroa. Suurin muutos kohdistuisi sellaisiin asiakkaisiin, jotka ovat kuluttaneet vähän sähköä ja maksaneet pääosin pelkästään perusmaksua. Vähän sähköä käyttäneiden suuremmat muutokset selittyvät osin myös sillä, että kulutus on mahdollisesti ollut piikikkästä. Voittajia hinnoittelurakenteen muutoksesta ovat sellaiset asiakkaat, jotka ovat siirtäneet paljon energiaa tasaisesti, eli ilman sen suurempia tehopiikkejä. Näiden osalta vuosittaiset siirtomaksut voisivat pienentyä useita satoja euroja. Parhaiten tämä huomataan aikasiirtotuotteen asiakkaiden kohdalta.



Kuva 27: Absoluuttinen muutos siirtomaksuissa.

Tehomaksun määräytyminen vuoden suurimman mitatun keskituntitehon mukaan voi poistaa asiakkaalta kannustimet tehon pienentämiselle, esimerkiksi tilanteessa, jossa suuri tehomaksu määräytyy seuraavalle 12 kuukaudelle yhden satunnaisen suuren tuntitehon perusteella. Tällöin asiakkaalla ei ole varsinaista kannustinta tehon pienentämiselle, koska siitä saatavaa hyötyä joutuu odottamaan pitkään. Verkko-yhtiön näkökulmasta liikevaihdon ennustettavuus voi vaikeutua, sillä pienempien kuluttajien tehon tarpeet voivat vaihdella suuresti eri vuosien välillä. Edellä esitettyjen ongelmien vuoksi voidaan myös pohtia, onko tehomaksun määräytyminen vuoden suurimman keskituntitehon perusteella edes realistinen vaihtoehto tällaisessa tariffirakenteessa.

#### 6.4.2 Tehomaksun määräytyminen kuukauden suurimman keskituntitehon mukaan

Tariffirakenteen paremman joustavuuden vuoksi tehomaksua kannattaisi periä vuoden suurimman keskituntitehon sijaan kuukauden suurimman keskituntitehon perusteella. Tällöin kuluttajalla säilyisi kannustimet tehon pienentämiseen, vaikka yksittäisen kuukauden aikana tehomaksua perittäisiin normaalia enemmän esimerkiksi kohteessa tehtävän remontin vuoksi. Kuukauden suurimman keskituntitehon käyttäminen laskutusperusteena olisi myös verkkoyhtiölle notkeampi ratkaisu, sillä hinnoitteluun olisi helpompi tehdä korjaavia liikkeitä sekä liikevaihto olisi todennäköisesti vakaampi vuodesta toiseen. Tehomaksun määräytyessä kuukauden suurimman keskituntitehon mukaan, voisi nyt tarkasteltavan tariffin hintataso olla kuten on esitetty talukossa 16.

Taulukko 16: Tariffirakenne ja sen hintataso.

Perusmaksu (€/kk)	Tehomaksu (€/kW, kk)
14,50	2,55

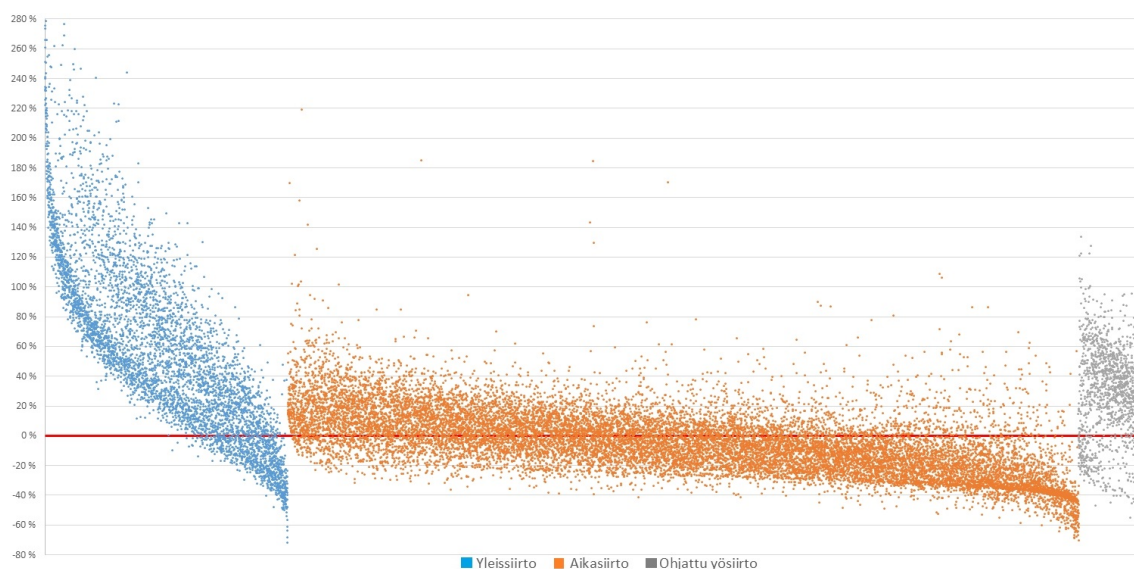
Esitetyllä tariffirakenteella kerätty liikevaihto on esitetty taulukossa 17. Perusmaksulla kerättäisiin liikevaihdosta 41 prosenttia ja tehomaksulla 59 prosenttia. Erillisestä energiamaksusta luovuttaessa perusmaksuun voidaan kohdistaa myös enemmän kiinteitä verkostokustannuksia, jottei kuukausittain veloitettava tehomaksu kasva liian suureksi. Energiamaksusta luovuttaessa verkon häviökustannukset voidaan kohdistaa tehomaksuun.

Taulukko 17: Vaihtoehtoisella tariffirakenteella kerätty liikevaihto.

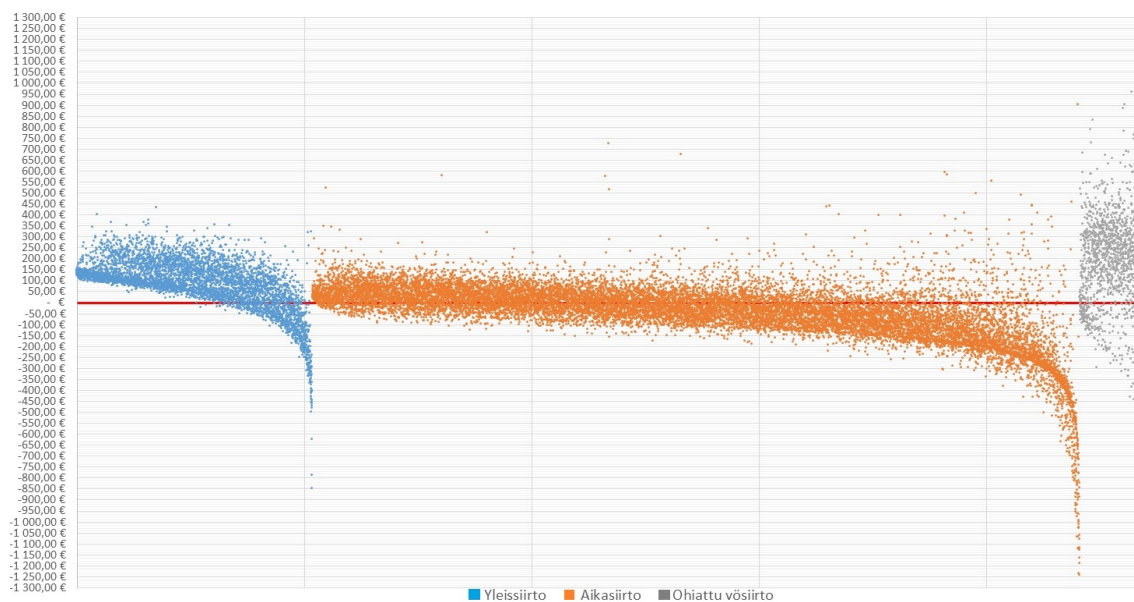
Tariffirakenne	Liikevaihto (€)
Nykyinen	10 013 970 €
Vaihtoehtoinen	10 010 527 €

Kuvat 28 ja 29 kuvaavat suhteellisia ja absoluuttisia muutoksia. Asiakkaat on järjestetty kuvissa siten, että vähiten energiaa siirtäneet asiakkaat ovat kuvassa vasemmalla. Suurimmat muutokset siirtolaskuissa kohdistuvat yleis- ja aikasiirtotuotteiden asiakkaisiin, jotka ovat kuluttaneet vähiten tai eniten. Yleisesti ottaen tämä johtuu kuukausittain veloitettavan perusmaksun kasvamisesta, jonka lisäksi jo pieni mitattu keskituntiteho kasvattaa siirtolaskua entiseen verrattuna. Eniten energiaa käyttäneillä asiakkailla energiamaksun pois jääminen tarkoittaa pääosin sitä, että siirtomaksut laskevat. Aiheuttamisperiaatteen kannalta tämä on oikeanlainen tulos, sillä tasaisesti verkkoa käyttävät asiakkaat aiheuttavat vähemmän kustannuksia verkkoyhtiölle kuin piikikkäämmin kuluttavat asiakkaat.

Ohjatun yösiirron asiakkaiden kohdalla siirretyn energian määrällä ei ole juurikaan vaikutusta, sillä muutokset riippuvat suoraan tehomaksun suuruudesta. Kohteet ovat pääsääntöisesti suuria sähkölämmityskohteita, jonka vuoksi tehomaksuun tehtävä parin euron korotus korottaa tasaisesti kaikkien ohjatun yösiirron kuluttajien maksuja. Vain harvalla ohjatun yösiirron asiakkaalla siirtolasku pienenisi ja todennäköisesti nämäkin kohteet ovat sellaisia, joiden ei nykyiselläänkään tulisi enää olla ohjatun yösiirron asiakkaita. Näissä sähkönkäyttöpaikoissa on todennäköisesti vaihdettu lämmitystapaa varaavasta sähkölämmityksestä esimerkiksi maalämpöön.



Kuva 28: Suhteellinen muutos siirtomaksuissa.



Kuva 29: Absoluuttinen muutos siirtomaksuissa.

## 6.5 Pienasiakkaan tehotariffi aika- ja tehorajoilla

Nykyiset etäluettavat mittarit yhdessä laskutusjärjestelmien kanssa mahdollistavat monenlaiset tariffirakenteet. Esimerkin vuoksi tässä luvussa tarkastellaan hieman monimutkaisempaa tariffirakennetta, joka kuitenkin koostuu samoista maksuista (perusmaksusta, tehomaksusta ja energiamaksusta) kuten aiemmin tarkastellut rakenteet. Nyt tarkasteltavassa rakenteessa erillinen tehomaksu peritään kuukauden suurimman mitatun keskituntitehon perusteella vasta 5 kW:n ylittävältä teholta.

Tariffirakenteessa perusmaksun ajatellaan kattavan 5 kW:n tehon, jonka on oletettu kattavan tavanomaisen kotitalouden tuntitehontarpeen. Energiamaksu ei poikkea aiemmin tarkastelluista tariffirakenteista. Energialle on sama hinnoittelu vuoden ympäri ja sillä katetaan kantaverkkoyhtiön siirtomaksut sekä verkon häviökustannukset.

Aiempien lukujen tarkasteluissa huomattiin, että ohjatun yösiirron asiakkaiden osalta suurimmat muutokset aiheutuvat tehomaksun kasvattamisesta. Ohjatun yösiirron kohteet ovat suuria sähkölämmityskohteita, joiden suurimmat keskituntitehot osuvat yöaikaan, jolloin verkossa on yleisesti ottaen enemmän vapaata kapasiteettia. Yöaikaa ei voida kuitenkaan jättää kokonaan huomioimatta, sillä osa muuntopiireistä on tällöin huippukuormassa. Tähän on syynä se, että tietyillä alueilla lämmitysratkaisuna on yleisesti käytetty suuria varaavia sähkölämmityksiä. Tämän vuoksi tässä tariffirakenteessa yöajan tehosta huomioidaan 38 prosenttia, eli muuntamoiden ja pienjänniteverkkojen osuus verkostokustannuksista. Halutun tariffirakenteen hintataso voisi olla esimerkiksi taulukon 18 mukainen.

Taulukko 18: Tariffirakenne ja sen hintataso. Perusmaksun sisältämän tehomaksun ilmaisosuus 5 kW, jonka ylittävältä osuudelta peritään erillistä tehomaksua.

Perusmaksu (€/kk)	Tehomaksu (€/kW, kk)	Energiamaksu (snt/kWh)
18,50	2,28	0,94

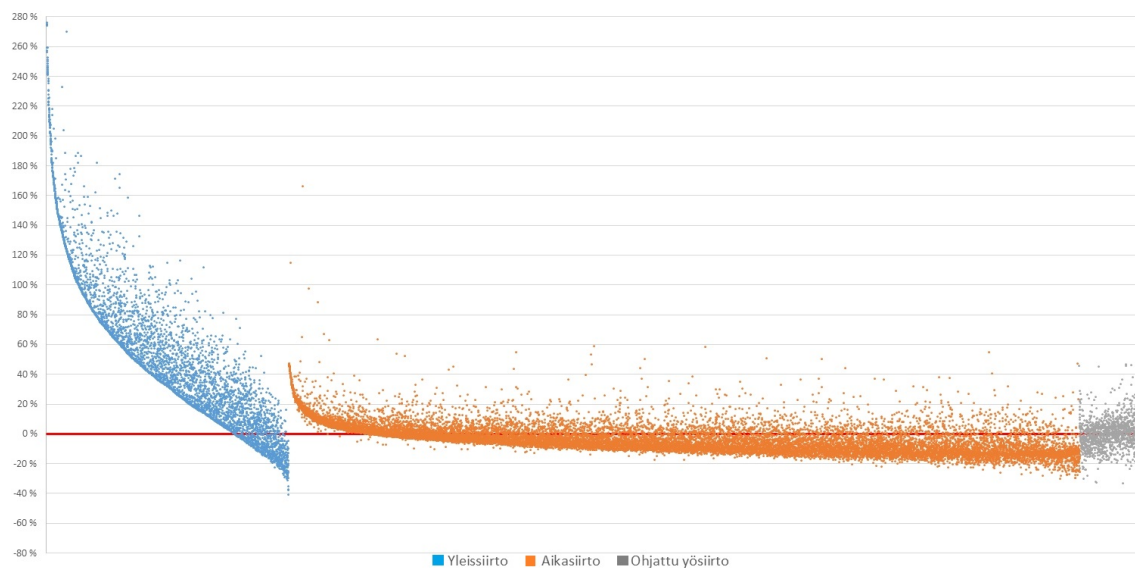
Tarkastellulla tariffirakenteella kerätty liikevaihto on esitetty taulukossa 19. Perusmaksulla kerättäisiin liikevaihdosta 52 prosenttia, energiamaksulla 37 prosenttia ja erillisellä tehomaksulla 12 prosenttia. Perusmaksun suurta ja tehomaksun pientä osuutta voidaan selittää sillä, että perusmaksuun on sisällytetty 5 kW:n ilmaisosuus ja täten aiempaa suurempi osa verkostokustannuksista.

Taulukko 19: Vaihtoehtoisella tariffirakenteella kerätty liikevaihto.

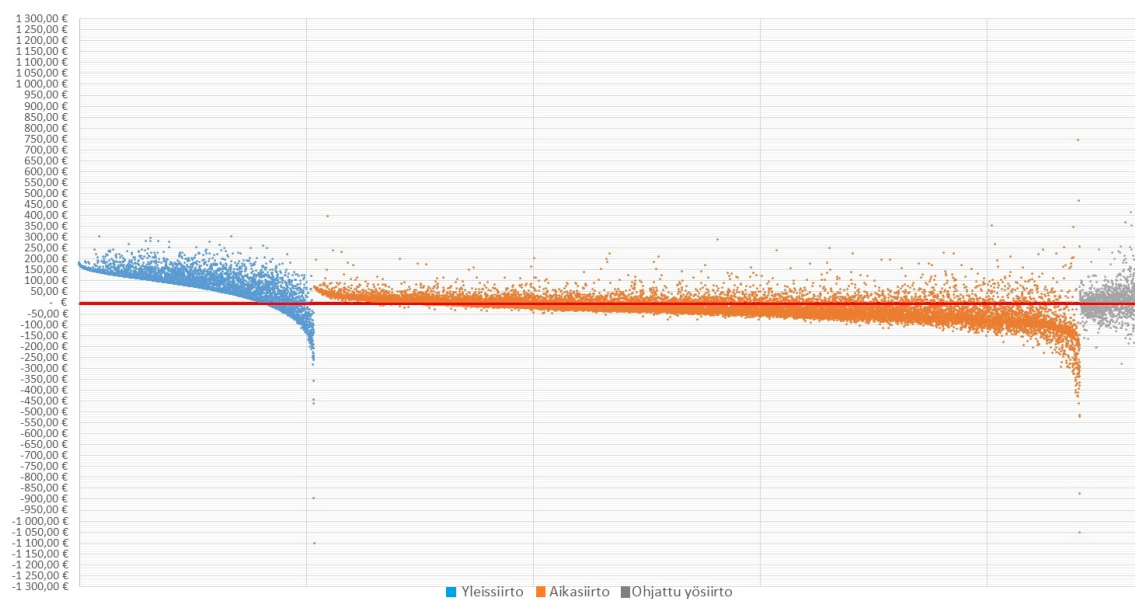
Tariffirakenne	Liikevaihto (€)
Nykyinen	10 013 970 €
Vaihtoehtoinen	10 010 873 €

Kuvat 30 ja 31 kuvaavat suhteellisia ja absoluuttisia muutoksia. Asiakkaat on järjestetty kuvissa siten, että vähiten energiaa siirtäneet asiakkaat ovat kuvassa vasemmalla. Suhteellisesti suurimmat muutokset kohdistuvat asiakkaisiin, jotka ovat siirtäneet vain vähän energiaa ja maksaneet pääosin pelkästään perusmaksuja. Suurimmat muutokset nähdään yleissiirtotuotteen asiakkaissa, sillä perusmaksuun tehty korotus on varsin reipas verrattuna yleissiirtotuotteen vuoden 2015 perusmaksuun. Aika-siirtotuotteen asiakkaille muutokset tarkoittaisivat siirtomaksujen halventumista. Tämä selittyy osin sillä, että perusmaksuun tehdyt korotukset ja tehomaksukomponentin lisäys kompensoituu energiamaksuihin tehdyllä reippaalla alennuksella. Ohjatun yösiirron osalta valtaosalla siirtomaksut kasvavat siitäkin huolimatta, että nyt esitetyn tariffirakenteen luulisi jopa suosivan ohjatun yösiirron asiakkaita,

joilla suurimmat keskituntitehot osuvat yöaikaan. Ohjatun yösiirron asiakkaiden siirtolaskun suuruudessa tapahtuvat muutokset ovat kuitenkin huomattavasti kohtuullisemmat nyt tarkastellulla tariffirakenteella kuin aiemmin esitetyillä tariffirakenteilla. Tähän yksinkertaisena selityksenä on se, ettei yötehoa huomioida 100 prosenttisesti.



Kuva 30: Suhteellinen muutos siirtomaksuissa.



Kuva 31: Absoluuttinen muutos siirtomaksuissa.

Absoluuttisia muutoksia katsottaessa muutokset vaihtelevat noin +300 eurosta -500 euroon. Muutoskuvien perusteella näyttäisi siltä, että siirtolaskujen nousut kohdistuvat pääosin yleissiirto- ja ohjatun yösiirtotuotteen asiakkaisiin. Vastaavasti tariffirakenteen muuttamisesta hyötyisivät eniten nykyiset aikasiirtotuotteen asiakkaat, joilla valtaosalla siirtomaksut pysyvät joko ennallaan tai pienenevät. On kuitenkin huomattava, että lähes kaikkien kuluttajien muutokset vuotuisissa siirtolaskuissa mahtuvat +200 euron alapuolelle.

Tarkasteltavan tariffirakenteen hyvänä puolena voidaan pitää sen sisään rakennettua kannustinta kulutuksen siirtämiselle yöaikaan. Tariffirakenteen tehomaksun määräytymisperustetta voisi verrata nykyiseen kaksiaikatariffiin, jossa energiamaksun suuruus määräytyy erikseen päivä- ja yöajalla siirretyn energian perusteella. Tarkasteltavassa tariffirakenteessa tämä jaottelu on tehty erillisen tehomaksukomponentin määräytymisperusteen sisälle siten, että päiväteho huomioidaan 100 prosenttisesti ja yöteho 38 prosenttisesti. Tariffirakenne luo varsin selkeän kannustimen etenkin suuremmille asiakkaille huipputehon siirtämiseen yöajalle, jolloin siitä saa valtaosan anteeksi.

Eräs nyt esitetyn tariffirakenteen ongelma voisi olla sen näennäisesti monimutkainen rakenne. Tariffirakenne saattaisi olla vaikeasti ymmärrettävissä, etenkin, jos asiakkaan suurin laskutusteho osuu yöaikaan, jolloin siitä huomioidaan vain 38 prosenttia. Lisäksi voidaan pohtia, kannustaisiko tariffirakenne asiakasta jopa kasvattamaan keskituntitehonsa suuruutta, jos perusmaksuun sisällytetään tehoa 5 kW. Etenkin kuluttajien, joilla keskituntiteho on alle 5 kW kannattaisi pyrkiä maksimoimaan tariffirakenteesta saatava hyöty ja hyödyntää koko perusmaksuun sisällytetty teho.

## 6.6 Yhteenveto tarkastelluista tariffirakenteista ja valittu tariffirakenne

Sähkön siirronhinnoittelulle ei ole olemassa yhtä universaalia ratkaisua, vaan siirtohinnoitusta muodostettaessa verkkoyhtiön on huomioitava lainsäädännön lisäksi useita erilaisia hinnoitteluperiaatteita. Eri hinnoitteluperiaatteiden tavoitteet ovat keskenään hieman ristiriitaisia, joten verkkoyhtiön on painotettava näiden vaatimuksia sen mukaan, että ne toteuttavat verkkoyhtiön omat tavoitteet, lainsäädännön vaatimukset sekä lopulta muodostavat yhtenäisen siirtohinnoituston.

Sähkön siirronhinnoittelurakenteiden uudistamisen taustalla on alalla yleisesti laajemmin esiintyvä kustannusvastaavuusongelma, jossa nykyiset energiaperusteiset tariffirakenteet eivät mahdollista kustannusten kohdistamista siten, että niitä aiheuttavat asiakkaat joutuisivat maksamaan ne. Kustannusvaastaava hinnoittelu voidaan tehdä monella eri tavalla, joka voidaan huomata luvussa aiemmin tehtyjen erilaisten tariffirakenteiden tarkastelujen perusteella. Edellä tarkasteltujen tariffirakenteiden hyvät ja huonot puolet on yhteenvedetty taulukkoon 20.



Taulukko 20: Yhteenveto tarkastelluista tariffirakenteista.

Rakenne	Hyvää	Huonoa
Tehotariffi yksiaikaisella energiamaksulla	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Aiheuttamisperiaatteen mukainen</li> <li>+ Yksinkertainen ja ymmärrettävä</li> <li>+ Tehomaksu kannustaa suurimman tuntitehon pienentämiseen</li> <li>+ Yhteensopiva nykyisen hinnaston kanssa</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ei kannustinta kulutuksen ohjaamiselle</li> <li>- Muutokset kohdistuvat pääosin suurimpiin asiakkaisiin</li> <li>- Vuoden suurimman tehon käyttäminen laskutusperusteena jäykkä asiakkaalle</li> </ul>
Tehotariffi, jossa energiamaksu jaoteltu kantaverkkoyhtiön hinnoittelun mukaisesti	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Kannustin kulutuksen ohjaamiseksi talviarkipäivältä toiseen ajankohtaan</li> <li>+ Yksinkertainen ja ymmärrettävä, etenkin aika- ja ohjatun yösiirron asiakkaille</li> <li>+ Tehomaksu kannustaa suurimman tuntitehon pienentämiseen</li> <li>+ Yhteensopiva nykyisen hinnaston kanssa</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Hinnoittelua muutettu jo aiemmin kantaverkkoyhtiön mukaiseksi. Voi luoda toistuvan muutostarpeen kantaverkkoyhtiön hinnoittelumuutosten myötä.</li> <li>- Siirryttäessä kalliimmasta talviarkipäivästä muuhun aikaan verkossa voi esiintyä suuria tehopiikkejä tehomaksusta huolimatta</li> </ul>
Tehotariffi ilman energiamaksua	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Perusmaksulla saadaan kerättyä osa verkostokustannuksista, vaikka asiakas ei käyttäisi sähköä</li> <li>+ Yksinkertainen ja ymmärrettävä, sillä vain kaksi komponenttia: Perus- ja tehomaksu</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ei kannustinta kulutuksen ohjaamiselle</li> <li>- Vuoden suurimman tehon käyttäminen laskutusperusteena jäykkä asiakkaalle</li> <li>- Ei täysin kustannusvastaava, koska rakenteessa ei ole energiamaksua</li> </ul>
Tehotariffi aika- ja tehorajoilla	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Perusmaksulla saadaan kerättyä osa verkostokustannuksista, vaikka asiakas ei käyttäisi sähköä</li> <li>+ Kaksiaikaisen rakenteen mielikuvien säilyminen (ts. halvempi yösähkö)</li> <li>+ Kannustin kulutuksen ohjaamiseksi pois päiväajalta</li> <li>+ Erillinen tehomaksu kannustaa suurimman tuntitehon pienentämiseen</li> <li>+ Erillinen energiamaksu kannustaa energiatehokkuuteen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Viestinnän epäonnistuuessa voi olla monimutkainen asiakkaan kannalta</li> <li>- Perusmaksuun sisällytetty teho voi kannustaa pienimpiä kuluttajia maksimoimaan rakenteesta saatavan hyödyn ja täten kannustaa keskituntitehon suurentamiseen</li> </ul>

Luvun 6 vaihtoehtoista jatkotarkasteluun valittiin 6.5 Pienasiakkaan tehotariffi aika- ja tehorajoilla. Tariffirakenne koostuu perusmaksusta, tehomaksusta ja energiamaksusta. Perusmaksuun on sisällytetty 5 kW:n ilmaisosuus, jonka ylittävältä osalta peritään erillistä tehomaksua. Tehomaksu määräytyy kuukauden suurimman mitatun keskituntitehon mukaan ja mikäli mitattu keskituntiteho ylittää ilmaisosuuden rajan, vähennetään mitatusta keskituntitehosta kyseinen ilmaisosuus. Yötehosta huomioidaan vain 38 prosenttia, eli suurin yöteho on laskutustehona vain, jos se on yötehon huomiointiprosentilla kertomisen jälkeen yhä suurempi kuin yksikään päiväaikaan ajoittunut keskituntiteho. Yöajan tehoa ei jätetä kokonaan huomioimatta, koska osa muuntopiireistä on huippukuormassa yöaikaan, jonka vuoksi yöajan tehosta huomioidaan muuntamoiden ja pienjänniteverkkojen osuudet verkostokustannuksista.

Tariffirakenteen perus-, teho- ja energiamaksut yhdessä kannustavat asiakasta muuttamaan sähkönkäyttötottumuksiaan energiatehokkaammiksi. Erillinen energiamaksukomponentti kannustaa sähkönkäyttäjää kiinnittämään huomiota omaan kulutukseensa. Oman kulutuksen seuraamiseen ja sen suunnitteluun tuo lisäpönttä perusmaksuun sisällytetyn 5 kW:n ilmaisosuus ja sen ylittävältä osalta perittävä tehomaksu. Asiakas voi optimoida sähkölaitteistonsa ja sähkönkäyttönsä siten, ettei kyseistä 5 kW:n rajaa ylitetä ainakaan päiväaikaan. 5 kW:n ylittävältä osuudelta perittävällä tehomaksulla voidaan todennäköisesti myös hillitä sähkönkäyttöpaikkojen suurimpien satunnaisten tuntitehojen suuruuksia.

Tarkasteltu hinnoittelurakenne olisi yhteensopiva yhtiön nykyisen siirtohinnaston muiden tuotteiden kanssa ja jatkumoa kehitykselle, jossa yhä suurempi osa asiakkaista halutaan tehomaksullisen tariffirakenteen pariin. Lisäksi uutta hinnoittelurakennetta voidaan pitää nykyisille aika- ja ohjatun yösiirtotuotteiden asiakkaille suhteellisen suoraviivaisena jatkumona. Aikasiirtotuotteiden asiakkaille tulisi yksi uusi komponentti, tehomaksu ja toisaalta poistetaan energiamaksusta sen kaksiaikaisuus. Ohjatun yösiirron asiakkaille ei tule yhtään uutta maksukomponenttia, vaan jo olemassa olevien komponenttien määräytymisperusteet muuttuvat. Mieli-kuvat halvemmasta yösähköstä saadaan todennäköisesti siirrettyä myös erilliseen tehomaksuun, sillä yöajan tehosta huomioidaan 38 prosenttia, joten periaatteessa yöaikaan tehoa saa halvemmalla. Tätä voidaan pitää myös asiakkaiden kulutuksen ohjaamisena, jossa tarkoituksena on siirtää osa kulutuksesta päiväajalta yöajalle, jolloin verkossa on yleisesti ottaen enemmän vapaata kapasiteettia.

Tariffirakenteen uudistaminen takaisi verkkoyhtiölle vakaamman tulonmuodostuksen vuodesta toiseen. Lisäksi perusmaksuun sisällytetyn tehon avulla saadaan kerättyä osa verkostokustannuksista, vaikka asiakas ei käyttäisi sähköä. Asiakkaan sähkön käyttämättömyys ei poista verkkoyhtiöltä yllä- ja kunnossapidosta aiheutuneita kustannuksia, sillä liittymää on yllä- ja kunnossapidettava sen mahdollista käyttöä varten. Tariffirakenne on hieman ristiriitainen myyntitariffin kanssa, kuten yleisesti ottaen kaikki tehomaksulliset tariffirakenteet. Sähkön Spot-hinta kannustaa kuluttajaa käyttämään sähköä markkinoiden kannalta halvimpana ajankohtana. Ristiriita syntyy, kun asiakas ei voi hyötyä yksittäisestä halvasta tunnista rajattomasti, sillä tehomaksulla pyritään rajoittamaan asiakkaan keskituntitehon suuruutta.

## 7 Uuden hinnoittelurakenteen käyttöönottosuunnitelma ja asiakasviestintä

Hinnoittelurakenteen muutoksella verkkoyhtiö pyrkii luomaan ohjaussignaaleja samanaikaisen huipputehon pienentämiseksi ja toisaalta kohdistamaan hinnoitteluun aiheuttamisperiaatteen mukaisesti asiakkaille. Mikäli uuteen tariffirakenteeseen päätettäisiin siirtyä kertarysäyksellä, voisi tämä aiheuttaa varsin suuria muutoksia kuluttajien siirtolaskujen suuruuksissa, kuten nähtiin luvun 6 tarkasteluissa. Asiakkaiden siirtolaskujen kohtuuttoman suurien korotusten välttämiseksi siirtyminen uuteen hinnoittelumalliin tulisi tehdä sopivan siirtymäajan puitteissa. Tässä mielessä uudesta tariffirakenteesta tulee myös viestiä kattavasti ja hyvissä ajoin, jotta asiakkaat ymmärtäisivät mahdollisimman hyvin, minkä perusteella siirtolasku muodostuu tulevaisuudessa ja kuinka sen suuruuteen voi vaikuttaa.

Siirronhintojen kohtuullisista korotuksista syntyi keskustelua alkuvuodesta 2016 tehtyjen suurten siirtohintojen korotusten jälkeen. Käytyjen keskustelujen pohjalta Kuluttajariitalautakunta linjasi, ettei alle 150 euron korotus verolliseen vuosittaiseen siirtolaskuun ole pääsääntöisesti kohtuuton, vaikka suhteellinen prosentuaalinen muutos olisi merkittävästi suurempi kuin kohtuullisena pidetty 15 prosenttia. [34] Korotusten saama laaja huomio synnytti myös paineita sähkömarkkinalain uudistamiseksi, jotta vastaavilta poikkeuksellisen suurilta hinnankorotuksilta välttyttäisiin tulevaisuudessa.

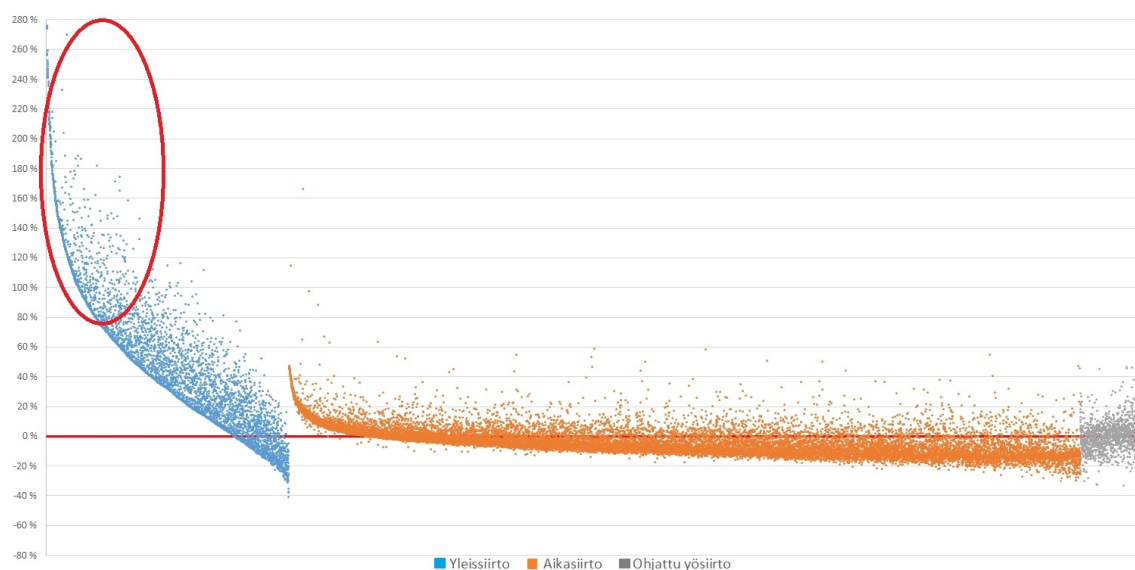
Sähkömarkkinalakiin on tulossa pykälä sähkönsiirron ja sähkönjakelun maksujen korottamisesta, jolla on tarkoitus linjata raja kertakorotuksen sallitulle suuruudelle. Lakipykälään ehdotetaan kertakorotuskatoksi 15 prosentin korotusta edeltävän 12 kuukauden aikana kerättyihin verollisiin sähkönsiirron ja sähkönjakelun maksuihin verrattuna. Korotuksen kohtuullisuutta arvioitaisiin asiakasryhmittäin tai kertakorotusrajan ylittyessä asiakaskohtaisesti. Lain lopullinen muoto ei ole vielä varmistunut, mutta asiakaskohtaista tarkastelua ei tulisi soveltaa jakeluverkoissa tai rajan tulisi olla selkeästi korkeampi, kuin laissa nyt esitetty 15 prosenttia. Tämä siksi, että vain perusmaksuja maksaneiden kuluttajien perusmaksujen kohtuullinen korottaminen voi johtaa kohtuuttomaan prosentuaaliseen korotukseen vuosittaisessa siirtolaskussa. Jos asiakaskohtainen tarkastelu otettaisiin käyttöön, tulisi prosenttikorotuksen tarkastelun vaihtoehdoksi ottaa raja euromääräiselle korotukselle. Sopiva euromääräinen raja voisi olla Kuluttajariitalautakunnan linjaama 150 euron kertakorotus vuositasolla. [35, 36]

Seuraavaksi tarkastellaan, mikä asiakasjoukko on tarkoitus siirtää luvun 6 tarkasteluiden pohjalta valittuun uuteen tariffirakenteeseen. Tämän jälkeen pohditaan, miten uusi tariffirakenne eroaa vanhasta rakenteesta ja millaisia haasteita voi syntyä siirryttäessä uuteen hinnoitteluun. Haasteiden pohtimisen jälkeen tarkastellaan, kuinka uuteen tariffirakenteeseen voitaisiin siirtyä. Uudesta hinnoittelurakenteesta ja siihen siirtymisestä on myös viestittävä asiakkaille, joten luvun lopussa käsitellään lyhyesti vielä asiakasviestintää.

## 7.1 Muutossuunnitelman kohteena olevat asiakkaat

Luvussa 6 tehdyissä tarkasteluissa uuden tariffirakenteen vaikutuksia tutkittiin yleis-, aika- ja ohjatun yösiirron asiakkailla. Yleissiirtotuotteen osalta rajausta tarkennettiin vielä siten, että asiakkaista tarkasteluun valittiin vain ne kohteet, joissa yhden liittymän takana oli vain yksi käyttöpaikka. Nyt tehtävää muutossuunnitelmaa varten tarkasteluissa mukana ollut yleissiirtotuotteen asiakasjoukko jätetään tehtävän suunnitelman ulkopuolelle. Yleissiirtotuotteen asiakkaiden pois jättämistä voidaan perustella sillä, että nykyinen tuote eroaa rakenteeltaan ja hintatasoltaan reilusti sekä aika- että ohjatusta yösiirtotuotteesta. Lisäksi aika- ja ohjatun yösiirtotuotteiden hintatasoa on jo pidemmän ajan kehitetty siten, että ne voitaisiin tulevaisuudessa yhdistää yhdeksi tuotteeksi.

Luvussa 6 tehtyjen tarkasteluiden perusteella voidaan kuitenkin todeta, että yleissiirron asiakkaissa on olemassa vapaamatkustajia, jotka tulisi saattaa uuden tariffirakenteen pariin. Esimerkiksi luvun 6.5 tarkasteluiden pohjalta voidaan todeta, että vähän sähköä käyttäneiltä ei ole nykyisillä tuotteilla saatu kerättyä riittävästi siirtotuloja kustannusten kattamiseksi ja voidaan sanoa, että nykyiset tariffirakenteet ovat jopa tukeneet pienempiä kuluttajia. Tämä näkyy kuvassa 32 (ympyröitynä punaisella) pienempien kuluttajien suurina muutoksina siirtolaskujen suuruuksissa siirryttäessä uuteen tariffirakenteeseen.



Kuva 32: Sähkön siirronhinnoittelua tulisi uudistaa ns. vapaamatkustajaongelman poistamiseksi.

Tämän vuoksi yleissiirtotuotteelta siirrettäville kohteille tulisi luoda oma muutospolku, jonka avulla valitut kohteet voitaisiin niputtaa nykyisten aika- ja ohjatun yösiirron kohteiden kanssa samaan tuotteeseen ilman, että sähkönkäyttäjille syntyisi kohtuuttoman suuria kertakorotuksia siirtolaskuihin. Tarkastelun yhteydessä tulisi myös rajata, miten monta käyttöpaikkaa liittymällä tulee olla jatkossa, että asiakas voisi valita edelleen nykyisen kaltaisen yleissiirtotuotteen (esimerkiksi kerrostaloasukkaat). Esimerkin vuoksi Loisteella on siirtotuotteiden perusmaksut jaoteltu sen mukaan, kuinka monta käyttöpaikkaa liittymällä on. [37]

## 7.2 Valitun tariffirakenteen erot nykyisiin tuotteisiin ja muutoksen haasteet

Uusi valittu tariffirakenne koostuu perusmaksusta, tehomaksusta ja yksiaikaisesta energiamaksusta. Tariffirakenteen perusmaksuun on sisällytetty 5 kW:n ilmaisosuus, jonka ylittävältä osalta peritään erillistä tehomaksua. Yötehosta huomioidaan vain 38 prosenttia, eli suurin yöteho on laskutustehona vain, jos se on yötehon huomiointiprosentilla kertomisen jälkeen yhä suurempi kuin yksikään päiväaikaan ajoittunut keskituntiteho.

Aika- ja ohjattu yösiirtotuote ovat nykyisellään keskenään lähes vastaavia tuotteita. Tuotteet eroavat toisistaan lähinnä tehomaksun osalta, sillä tehomaksua ei peritä aikasiirtotuotteiden asiakkailta. Uuteen tariffirakenteeseen siirryttäessä aikasiirtotuotteiden asiakkaille tulisi yksi uusi komponentti, tehomaksu ja toisaalta poistetaan energiamaksusta sen kaksiaikaisuus. Ohjatun yösiirron asiakkaille ei tule yhtään uutta maksukomponenttia, vaan jo olemassa olevien komponenttien määräytymisperusteet muuttuvat.

Muutoksen tuomista haasteista suurin voi olla viestiä asiakkaille kaksiaikaisen energiahinnoittelun poistumisesta. Kaksiaikainen energiamaksu omaa sähkönkäyttäjien keskuudessa vahvat mielikuvat halvemmasta yösähköstä ja kalliimmasta päivästä. Jotta voitaisiin säilyttää asiakkaiden mielikuvat edullisesta yösähköstä, tulisi energiamaksun kaksiaikaisuus poistaa samalla, kun yöajan tehon huomiointiprosenttia pienennetään. Tällöin voitaisiin mahdollisesti säilyttää mielikuvat halvemmasta yöajasta, sillä tehoa saa yöllä enemmän verrattuna päiväaikaan.

Toinen suuri haaste voi liittyä ylipäättänsä tehokomponentin käyttöönottoon sekä erillisen tehomaksun että perusmaksuun sisällytetyn tehon osalta. Aikasiirtotuotteella ei nykyisin ole tehomaksua, joten he eivät ole tottuneet maksamaan tehosta. Alkuvaiheessa tehomaksu tulisikin ottaa käyttöön hyvin maltillisella hinnoittelulla ja viestiä asiakkaille, mistä heitä laskutetaan. Kun tehomaksun määräytymisperuste olisi asiakkaille selvää, voitaisiin perusmaksuun sisällyttää tehoa.

### 7.3 Muutossuunnitelma

Luvussa tehtävä tarkastelu ja muutossuunnitelma pohjautuu vuoden 2015 siirtohinna-  
nastoon. On huomioitava, että siirtohinnoitteluun tehtiin vuonna 2016 yleisesti 9  
prosentin hinnankorotus. Samassa yhteydessä myös aikasiirto- ja ohjatun yösiirtotuot-  
teiden osalta tehtiin muutoksia tuotteiden aikajaotteluun. Tämän vuoksi nyt tehty  
tarkastelu kannattaa toistaa vielä siinä vaiheessa, kun vuoden 2016 tuntimittausdata  
on kokonaan saatavilla ja uuden aikajaottelun sekä hinnoittelun vaikutukset ovat  
tiedossa.

Uuteen hinnoittelurakenteeseen siirtyminen voidaan tehdä kahdella eri tavalla. Raken-  
netta voidaan muuttaa yhdellä kerralla siten, että muutoksen seurauksena päädytään  
lopullisen hinnoittelurakenteen mukaiseen tilanteeseen. Tehty kertauudistus voi ai-  
heuttaa asiakkaalle suuren muutoksen vuosittaisen siirtolaskun suuruuteen ja lisäksi  
viedä pohjan asiakkaan tekemiltä energiaratkaisuilta. Asiakkaan on pystyttävä olet-  
tamaan, että hinnoittelu on pitkäjänteistä ja ettei hinnoittelurakennetta muutettaisi  
yhden yön aikana täysin erilaiseksi. Uudistusten läpiviemistä yhdellä kerralla puolus-  
taa kuitenkin se seikka, että muutos on silloin hoidettu ja siitä ei seuraa vuosittaista  
tarvetta viestiä asiakkaille rakenteeseen tehtävistä muutoksista.

Toisena vaihtoehtona muutoksen läpiviennille on tehdä se useammalla välivaiheella,  
joiden avulla voidaan kohtuullistaa asiakkaiden siirtolaskujen suuruuksissa tapahtu-  
via muutoksia sekä voidaan reagoida toimintaympäristössä tapahtuviin muutoksiin.  
Välivaiheita voi olla muutamasta useaan. Tarve useammalle askeleelle voi syntyä  
monesta eri syystä. Kantaverkkoyhtiö voi muuttaa hinnoitteluaan, jonka vuoksi  
siirtohintoihin on tehtävä korjaavia liikkeitä. Voi myös olla, että valvontakauden  
tulosten perusteella on kertynyt ali- tai ylituottoa, jonka perusteella hinnoittelun  
tasoa tulee tarkistaa. Tarve useammalle askeleelle voi syntyä myös siitä, että kulutta-  
jien kulutustottumukset vaihtuvat rakenteen uudistuessa, joka voi johtaa tarpeeseen  
korjata tariffirakennetta tiettyyn suuntaan. Myös lainsäädäntö voi muuttua ja hin-  
noitteluun tehtäville korotuksille tulevan kertakorotuskaton rajat voivat muuttua. On  
kuitenkin epäselvää, miten kertakorotukselle säädetty enimmäiskatto huomioidaan,  
jos hinnoittelurakenne uusitaan kokonaisuudessaan.

Sähkömarkkinalakiin ehdotetusta asiakasryhmäkohtaisesta verollisesta kertakorotus-  
katosta (15 % vuositasolla) tehtiin veroton oletus, jonka perusteella kertakorotuskaton  
oletettiin olevan verottomana 25 prosenttia. Lisäksi Kuluttajariitalautakunnan lin-  
jaamasta yksittäisen asiakkaan suurimmasta verollisesta euromääräisestä kertamuu-  
toksesta (150 € vuositasolla) laskettiin veroton kohtuullinen korotus vähentämällä  
arvolisäveron vaikutus, jonka myötä kohtuulliseksi verottomaksi kertakorotukseksi  
saadaan 121 euroa. Seuraavaksi tarkastellaan kahta eri vaihtoehtoa uuteen hinnoitte-  
lurakenteeseen siirtymiseksi. Ensimmäisessä uuteen rakenteeseen siirrytään yhdellä  
kerralla ja toisessa kuuden välivaiheen kautta.

### 7.3.1 Siirtyminen uuteen hinnoittelurakenteeseen yhdellä kerralla

Luvussa 6.5 esiteltiin, miltä näyttäisi, jos tarkasteltavaan tariffirakenteeseen siirryttäisiin suoraan ilman välivaiheita. Nyt tehtävä tarkastelu on käytännössä sama, mutta ilman yleissiirtotuotteen asiakkaita. Tämän vuoksi tariffirakenteen hintataso on muuttunut aiemmasta tarkastelusta ollen taulukon 21 mukainen.

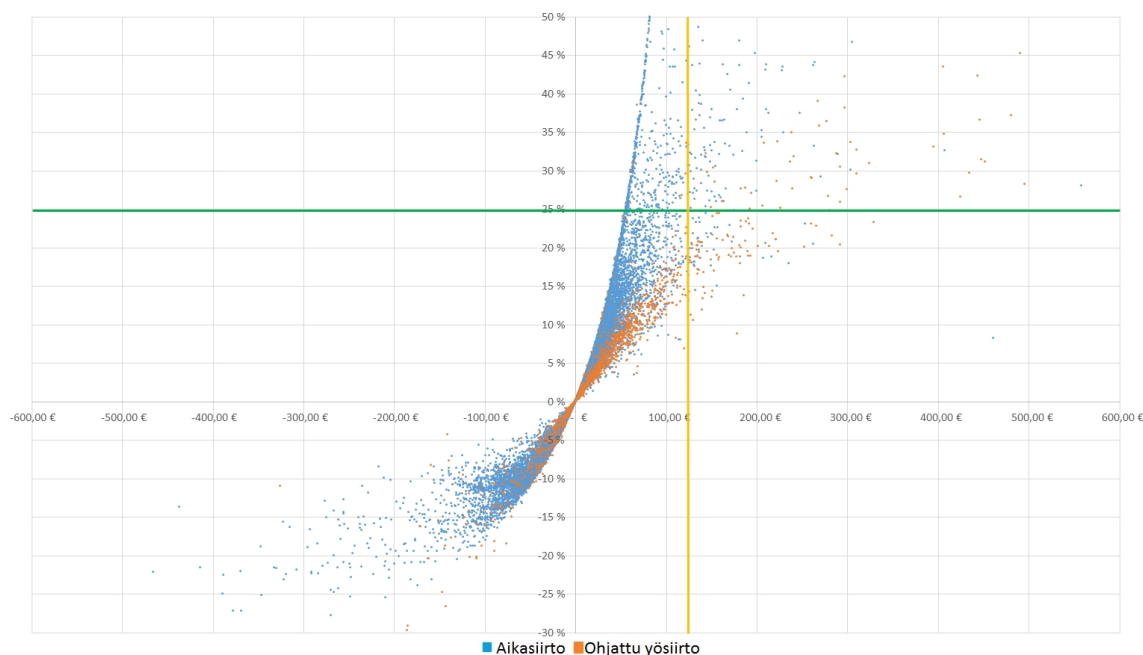
Taulukko 21: Tariffirakenne ja sen hintataso. Perusmaksun sisältämän tehonmaksun ilmaisosuus 5 kW, jonka ylittävältä osuudelta peritään erillistä tehomaksua.

Perusmaksu (€/kk)	Tehomaksu (€/kW, kk)	Energiamaksu (snt/kWh)
19,96	2,38	0,96

Kuva 33 esittää sähkönkäyttäjien suhteellisia ja absoluuttisia muutoksia siirtolaskuissa, jos uuteen tariffirakenteeseen siirryttäisiin yhdellä kerralla. Kuvaan on myös merkitty kahdella eri viivalla oletukset verottomasti sallitun kertakorotuksen rajasta. Vihreä viiva kuvaa prosentuaalisen korotuksen rajana pidettyä 25 prosentin rajaa ja sinapin keltainen kohtuullisena pidettyä 121 euron korotusta.

Tarkasteltaessa sähkönkäyttäjien prosentuaalisia muutoksia kuvasta 33, huomataan, että valtaosa sähkönkäyttäjistä mahtuu kohtuullisena pidetyn 25 prosentin kertamuutosrajan sisäpuolelle. Koko asiakasryhmää tarkasteltaessa prosentuaalinen muutos ei ylitä kohtuullisena pidettävää 25 prosentin rajaa, sillä vaihtoehtoisella rakenteella on haettu samaa liikevaihtoa kuin nykyisin käytössä olevilla tariffirakenteilla on kerätty. Yksittäisten asiakkaiden osalta tämä raja ylittyy. Tämä voidaan havaita etenkin pienempien asiakkaiden kohdalla, joilla perusmaksuihin tehty korotukset ja erillisen tehonmaksun lanseeraaminen nostavat vuotuisen siirtolaskun suuruutta yli kohtuullisena pidetyn prosenttirajan. Mikäli asiakaskohtainen tarkastelu tulee voimaan uuden sähkömarkkinalain pykälän myötä, voisi rajana olla euromääräinen muutos, kuten Kuluttajariitalautakunta on hinnankorotusten kohtuullisuutta käsitelleessä päätöksessään linjannut.

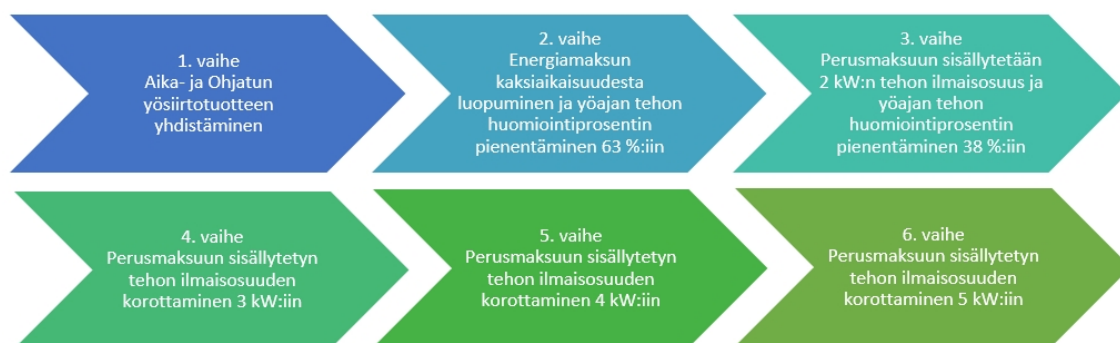
Kun tarkastellaan asiakkaiden euromääräisiä muutoksia, kuvasta 33 huomataan, että valtaosa tarkasteltavista sähkönkäyttäjistä mahtuisi määritellyn 121 euron kertamuutosrajan sisäpuolelle. Aikasiirtotuotteen asiakkaiden osalta 121 euron ylittäjät ovat pääosin kohteita, joissa tehomaksu nostaa siirtolaskujen suuruutta vaikka energiamaksuja on pienennetty. Suurimmat muutokset osuvat kohteisiin, joissa suuri päiväteho kasvattaa siirtolaskun suuruutta. Aikasiirtotuotteessa ei nykyisellään ole tehomaksukomponenttia, joten asiakkaalla ei ole ollut kannustinta huomioin kiinnittämiseksi samanaikaisen tehon suuruuteen. Osalla ohjatun yösiirtotuotteen asiakkaista siirtomaksujen kertakorotukset nousisivat yli 121 euron. Näistä osalla on siirtynyt yhden tunnin aikana mitattu keskituntiteho väärälle kellovälille eli yöltä päivälle. Osalla asiakkaista taas on lämmitystapa vaihtunut, sillä yö- ja päivätehojen välillä ei juurikaan ollut eroa. Vaikka 121 euron ylittäjiä löytyykin, on huomattava, että monesti näillä kohteilla prosentuaalinen muutos on alle 25 prosenttia.



Kuva 33: Suhteellinen ja absoluuttinen muutos siirtomaksuissa siirryttäessä kerralla uuteen hinnoitteluun.

### 7.3.2 Siirtyminen uuteen hinnoittelurakenteeseen useammalla askeleella

Uuteen hinnoittelurakenteeseen voidaan siirtyä myös useammalla välivaiheella ja pidemmällä siirtymäajalla. Tällöin asiakas tietää jo ensimmäisen muutoksen kohdalla, miltä tariffirakenne näyttää siirtymäajan jälkeen ja millaisia vaikutuksia asiakkaalle siitä mahdollisesti koituu. Tämä parantaa tariffirakenteen pitkäjänteisyyttä ja asiakkaalla on mahdollisuus tehdä päätöksiä sähkönkäyttöpaikkansa laitteistosta myös pidemmälle aikavälille. Nyt tehdyssä muutossuunnitelmassa siirtymä uuteen rakenteeseen tehdään kuuden vaiheen kautta (kuva 34). Siirtyminen voitaisiin tehdä myös useamman kuin kuuden vaiheen kautta, mikäli siihen olisi tarvetta esimerkiksi toimintaympäristössä tapahtuvien muutosten vuoksi.



Kuva 34: Muutosvaiheet siirryttäessä uuteen hinnoittelurakenteeseen kuuden vaiheen kautta.



Ensimmäisessä vaiheessa pyritäisiin yhdistämään eri tuotteista siirrettävien asiakkaiden tariffirakenne keskenään samanlaiseksi. Tarkasteltavien aika- ja ohjatun yösiirtotuotteiden rakenteet ovat jo nykyisellään lähes keskenään vastaavat ja erona on lähinnä tehomaksun puuttuminen aikasiirrosta. Tariffirakenteet voitaisiin yhdistää esimerkiksi siten, että ensimmäisen vaiheen tariffirakenne koostuisi perusmaksusta, tehomaksusta ja kaksiaikaisesta energiamaksusta. Perusmaksu ei vielä tässä vaiheessa sisältäisi tehoa ja yöajan teho huomioitaisiin täysmääräisesti. Aikasiirtotuote ei ole nykyisellään sisältänyt tehomaksua, jonka vuoksi ensimmäisessä vaiheessa on kiinnitettävä huomiota erityisesti tehomaksusta viestimiseen. Tariffirakenne ja sen hintataso voisi olla taulukon 22 mukainen.

Taulukko 22: Tariffirakenne ja sen hintataso.

Perusmaksu (€/kk)	14,20
Tehomaksu (€/kW, /kk)	0,70
Energiamaksu, Päivä (snt/kWh)	1,90
Energiamaksu, Yö (snt/kWh)	0,93

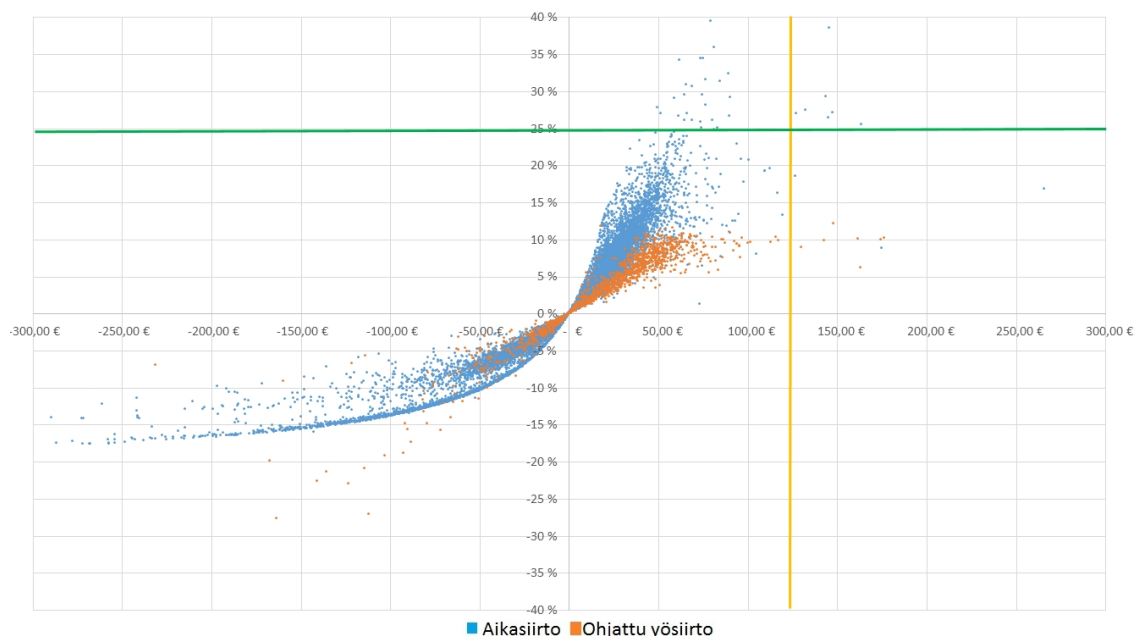
Kuva 35 esittää sähkönkäyttäjien suhteellisia ja absoluuttisia muutoksia siirtolaskuissa ensimmäisen muutosaskeleen ottamisen jälkeen. Kuvaan on myös merkitty kahdella eri viivalla oletukset verottomasti sallitun kertakorotuksen rajasta. Vihreä viiva kuvaa prosentuaalisen korotuksen rajana pidettyä 25 prosentin rajaa ja sinapin keltainen kohtuullisena pidettyä 121 euron korotusta.

Asiakasryhmän suhteellinen prosentuaalinen muutos ei ylitä kohtuullisena pidettyä 25 prosentin rajaa, sillä muutossuunnitelmaa tehdessä on tavoiteltu alkuperäisillä tariffirakenteilla kerättyä liikevaihtoa. Yksittäisten asiakkaiden prosentuaalisia muutoksia tarkasteltaessa voidaan kuitenkin huomata, että pienellä osalla kuluttajista prosentuaaliset muutokset voivat olla suuria (kuva 35). Tämä on havaittavissa etenkin pienten asiakkaiden kohdalla, joilla perusmaksuun tehty pieni korotus korottaa vuosittaisen siirtolaskun suuruutta.

Tariffirakenteiden yhdistämisen jälkeen lähes kaikkien asiakkaiden siirtolaskujen euromääräinen kasvu jäisi alle kohtuullisena pidetyn 121 euron rajan (kuva 35). Euromääräiset muutokset kohdistuvat varsin tasaisesti koko tarkasteltavan asiakasjoukon kesken. Vähiten muutoksia ensimmäisessä vaiheessa kokevat aikasiirtotuotteen asiakkaat, joilla siirtolaskujen suuruudet pääosin pienenisivät. Perusmaksuun tehtävällä muutaman euron korotuksella pyritään mahdollistamaan energiamaksujen pienentäminen sekä tehomaksun esitleminen nimellisellä hinnalla. Suurimmilla aikasiirron asiakkailla siirtolaskut pienenevät enemmän kuin vähän energiaa käyttäneillä. Tämä selittyy sillä, että suuret asiakkaat ovat käyttäneet sähköä suhteellisesti enemmän yöaikaan kuin pienemmät asiakkaat. Muutos korostuu, sillä yöenergian hintaa pienennettiin aiemmasta lähemmäs ohjatun yösiirron yöajan hintaa.

Ohjatun yösiirtotuotteen asiakkaiden osalta suurimmat muutokset kohdistuvat asiakkaille, joilla on mitattu suurimmat keskituntitehot. Tämä selittyy osin sillä, että

vielä vuonna 2015 teholaskutus on perustunut sopimustehoon, joka on laskutettu vuosihinnan perusteella. Vuonna 2016 siirtohintoihin tehtyjen hintojen tarkistusten yhteydessä uudistettiin myös ohjatun yösiirtotuotteen tehomaksun veloitusperuste, joka peritään nyt liukuvan 12 kuukauden suurimman mitatun keskituntitehon perusteella.



Kuva 35: Suhteellinen ja absoluuttinen muutos siirtomaksuissa ensimmäisessä vaiheessa.

Osalla rajat ylittävistä kohteista siirtomaksujen suuruutta nostaa ensimmäisessä vaiheessa esitelty tehomaksu. Tämä voidaan huomata etenkin niissä kohteissa, joiden kuukausittainen energian kulutus on ollut vähäistä liittymän suurimpaan tehoon verrattuna. Tällöin tehty hinnoittelurakenteen muutos ei pääse kompensoitumaan, vaan kasvattaa asiakkaan siirtolaskun suuruutta. Suurimpien ylittäjien osalta kannattaisi tutkia, ovatko ylitykset todellisia vai perustuvatko ne virheellisesti kirjautuneeseen dataan. Kuitenkin on huomattava, että vaikka yksittäisiä rajan ylittäjiä löytyy, on muutos lainsäädännön ehdotelman mukainen, sillä asiakasryhmäkohtaisesti tarkasteltuna kohtuullisena pidettyä rajaa ei ylitetä.

Toisessa vaiheessa tariffirakenteeseen tehtäisiin enemmän muutoksia. Energiamaksun osalta luovuttaisiin kaksiaikaisuudesta ja siirryttäisiin yhteen vuorokauden ympäri voimassa olevaan energiamaksuun. Samassa yhteydessä tehomaksun yöajan huomiointiprosenttia pienennetään, jolloin yöajalla mitatusta keskituntitehosta huomioidaan tässä vaiheessa 63 prosenttia. Tehon huomiointiprosenttia ei lasketa suoraan lopulliseen 38 prosenttiin, sillä se voisi aiheuttaa turhan suuria muutoksia asiakkaiden siirtolaskujen suuruuksiin.

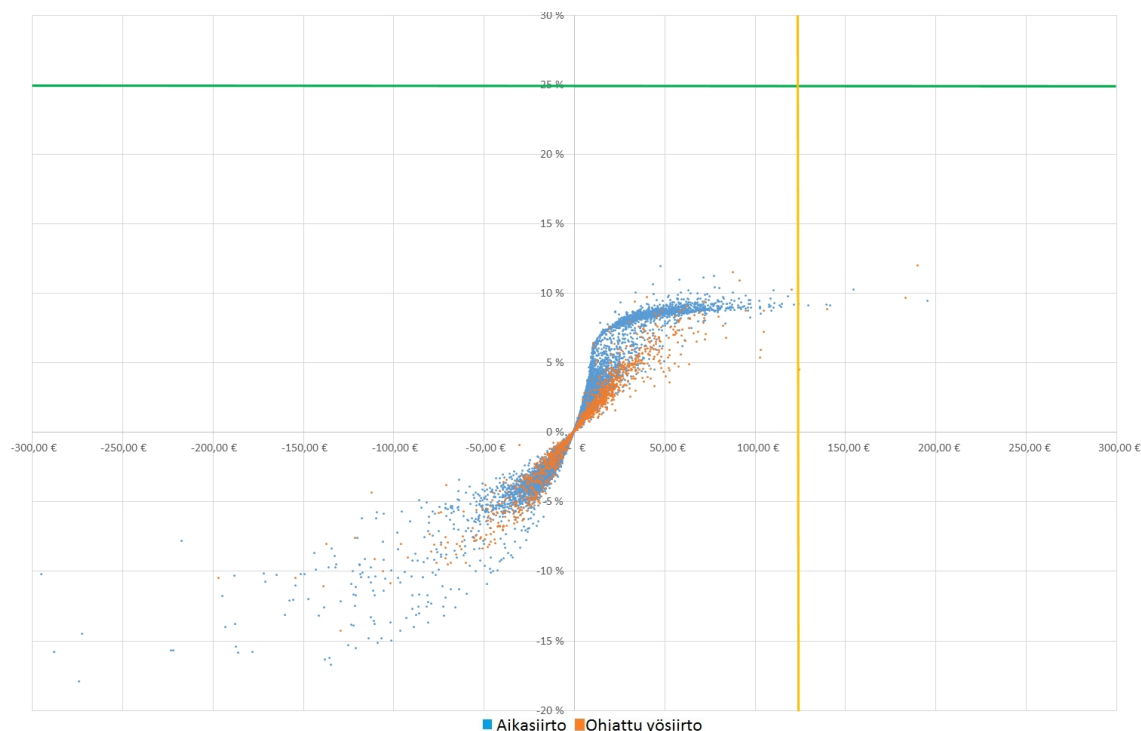
Energiamaksun kaksiaikaisuudesta luovuttaessa on tärkeitä, että yötalon huomiointiprosenttia alennetaan samassa yhteydessä. Tämä siksi, että kaksiaikatariffit omaavat

vahvat mielikuvat halvasta yösähköstä ja kalliista päivästä. Yötehon huomiointi-prosentin alentamisen avulla kyseiset positiiviset mielikuvat voitaisiin todennäköisesti siirtää myös uuteen rakenteeseen. Tariffirakenne ja sen toisen vaiheen hintataso voisi olla taulukon 23 mukainen.

Taulukko 23: Tariffirakenne ja sen hintataso toisessa vaiheessa. Yöajan tehosta huomioidaan 63 prosenttia.

Perusmaksu (€/kk)	Tehomaksu (€/kW, kk)	Energiamaksu (snt/kWh)
15,10	0,91	1,16

Kuva 36 esittää sähkönkäyttäjien suhteellisia ja absoluuttisia muutoksia siirtolaskuis-sa toisessa vaiheessa. Asiakasryhmän kokema muutos jää alle kohtuullisena pidetyn 25 prosentin rajan, sillä muutosvaihetta tehtäessä tavoiteltiin ensimmäisen muutos-vaiheen tariffirakenteella kerättyä liikevaihtoa. Kuvasta 36 nähdään, että kaikilla sähkönkäyttäjillä prosentuaaliset muutokset jäävät alle 25 prosentin.



Kuva 36: Suhteellinen ja absoluuttinen muutos siirtomaksuissa toisessa vaiheessa.

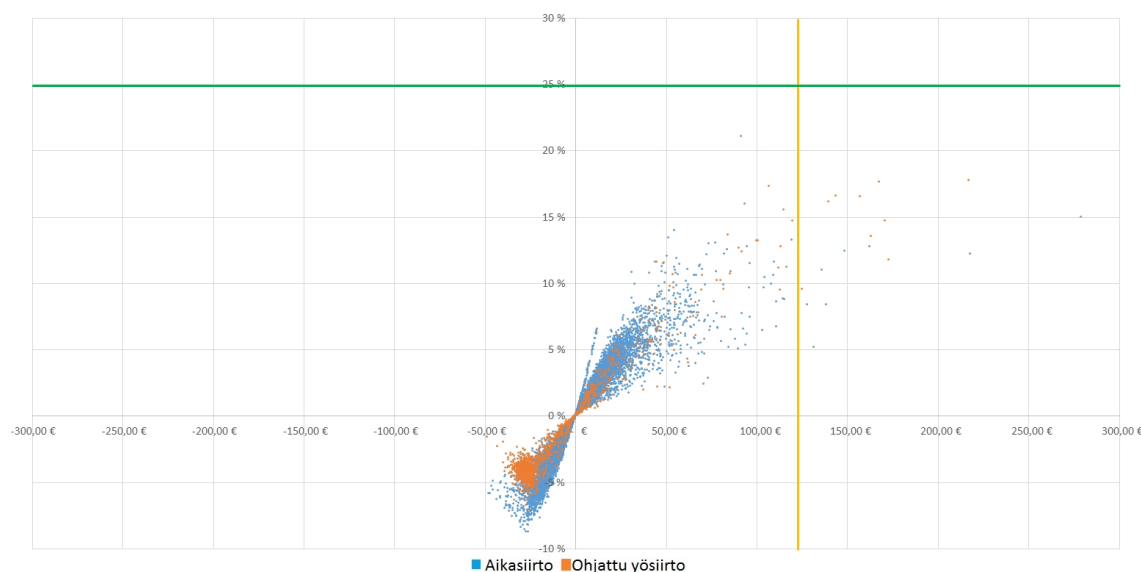
Asiakkaiden euromääräisiä absoluuttisia muutoksia tarkasteltaessa voidaan huomata, että suurin osa asiakkaista on reilusti 121 euron kohtuullisena pidetyn rajan alapuolella. Suurimmalla osalla asiakkaista muutokset ovat jopa alle 50 euroa vuodessa. Ylittäjät ovat enimmäkseen kohteita, joissa asiakkaalla on ollut suuri tehontarve myös päiväsaikaan. Toisaalta on huomattava, ettei aikasiirtotuotteessa ole ennen ollut kannustinta päivätehon tai ylipääntensä samanaikaisen tehon pienentämiselle.

Toisen vaiheen jälkeen tehomaksu on myös aikasiirtotuotteen asiakkaille tuttu komponentti, jonka myötä tuntiteho on tullut käsitteenä tutuksi. Käsitteiden tullessa tutuiksi, voidaan kolmannessa vaiheessa ottaa tariffirakenteen perusmaksun uusi ominaisuus käyttöön ja sisällyttää perusmaksuun tehoa. Aluksi perusmaksuun sisällytetään 2 kW:n ilmaisosuus. Samalla kun perusmaksuun sisällytetään tehoa, pienennetään yötehon huomiointiprosenttia toisen vaiheen 63 prosentista lopullisen tariffirakenteen mukaiseen 38 prosenttiin. Tariffirakenteen hintataso voisi tässä vaiheessa olla taulukon 24 mukainen.

Taulukko 24: Tariffirakenteen hintataso. Perusmaksun sisältämän tehomaksun ilmaisosuus 2 kW, jonka ylittävältä osuudelta peritään erillistä tehomaksua. Yötehosta huomioidaan 38 prosenttia.

Perusmaksu (€/kk)	Tehomaksu (€/kW, kk)	Energiamaksu (snt/kWh)
16,10	1,43	1,12

Kuva 37 esittää sähkönkäyttäjien suhteellisia ja absoluuttisia muutoksia siirtolaskuissa kolmannen muutosvaiheen tariffirakenteella. Koko asiakasryhmää tarkasteltaessa kohtuullisena pidettyä 25 prosentin rajaa ei ylitetä, sillä kolmannessa vaiheessa tavoiteltiin samaa liikevaihtoa kuin toisen vaiheen tariffirakenteella kerättiin.



Kuva 37: Suhteellinen ja absoluuttinen muutos siirtomaksuissa kolmannessa vaiheessa.

Tarkasteltaessa kolmannen vaiheen tariffirakenteen absoluuttisia vaikutuksia, huomataan, että muutokset mahtuvat pääosin  $\pm 50$  euroon. Erityisesti yötehon huomointiprosentin laskeminen pudottaa useamman ohjatun yösiirtotuotteen asiakkaan siirtolaskujen suuruutta noin 30 eurolla. Aikasiirtotuotteen asiakkaiden kohdalla muutokset kohdistuvat melko tasan, sillä noin puolella siirtolaskut nousisivat noin 30 eurolla ja noin puolella laskisivat saman verran.

Neljännessä vaiheessa tariffirakenteeseen ei tuoda uusia ominaisuuksia, vaan keskitytään hienosäätämään nykyisten maksukomponenttien hintatasoja ja perusmaksuun sisällytetyn tehon suuruutta. Kolmannesta vaiheesta neljanteen siirryttäessä kasvataan perusmaksuun sisällytetyn tehon ilmaisosuutta 2 kW:sta 3 kW:n. Tariffirakenteen hintataso voisi olla taulukon 25 mukainen.

Taulukko 25: Tariffirakenne ja sen hintataso. Perusmaksun sisältämän tehomaksun ilmaisosuus 3 kW, jonka ylittävältä osuudelta peritään erillistä tehomaksua.

Perusmaksu (€/kk)	Tehomaksu (€/kW, kk)	Energiamaksu (snt/kWh)
17,91	1,93	0,98

Kuva 38 esittää sähkönkäyttäjien suhteellisia ja absoluuttisia muutoksia siirtolaskuissa neljännen muutosvaiheen tariffirakenteella. Asiakasryhmää tarkasteltaessa kohtuullista 25 prosentin rajaa ei ylitetä, sillä tariffirakenteella on haettu aiemman muutosvaiheen mukaista liikevaihtoa ja suurimmalla osalla asiakkaista muutokset ovat  $\pm 5$  prosenttia.



Kuva 38: Suhteellinen ja absoluuttinen muutos siirtomaksuissa neljännessä vaiheessa.

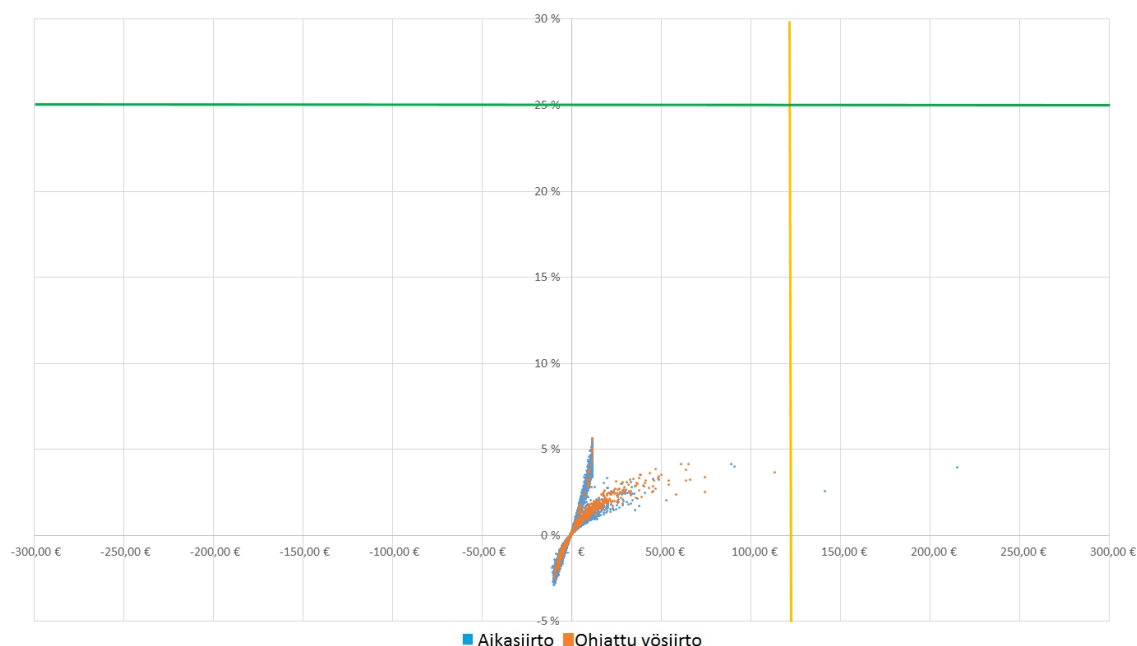
Euromääräisesti tarkasteltuna kohteiden siirtolaskujen suuruudet eivät ylitä muutamaa poikkeusta lukuunottamatta 121 euron rajaa. Edellä esitetystä kuvasta 38 voidaan huomata, että pääosin muutokset ovat hyvin pieniä molempiin suuntiin. Tehomaksun kasvatus on kasvattanut suurimpien sähkönkäyttäjien, eli entisen ohjatun yösiirron asiakkaiden, siirtolaskujen suuruuksia edellisestä vaiheesta keskimäärin 50 eurolla. Kehitys on aiheuttamisperiaatteen kannalta oikean kaltainen.

Viidennessä vaiheessa perusmaksuun sisällytetyn tehon ilmaisosuus kasvatetaan 3 kW:sta 4 kW:n. Tämän myötä perus- ja tehomaksuun on tehty hienoisia korotuksia, jotta tariffirakenteella saavutetaan haluttu liikevaihto. Tariffirakenteen hintataso voisi olla taulukon 26 mukainen.

Taulukko 26: Tariffirakenne ja sen hintataso. Perusmaksun sisältämän tehomaksun ilmaisosuus 4 kW, jonka ylittävältä osuudelta peritään erillistä tehomaksua.

Perusmaksu (€/kk)	Tehomaksu (€/kW, kk)	Energiamaksu (snt/kWh)
18,91	2,10	0,98

Kuva 39 esittää sähkönkäyttäjien suhteellisia ja absoluuttisia muutoksia siirtolaskuissa viidennen muutosvaiheen tariffirakenteella. Koko asiakasryhmää tarkasteltaessa kohtuullista 25 prosentin rajaa ei ylitetä, sillä tariffirakenteella on haettu aiemman muutosvaiheen mukaista liikevaihtoa ja suurimmalla osalla asiakkaista muutokset ovat + 5 prosentista - 2,5 prosenttiin.



Kuva 39: Suhteellinen ja absoluuttinen muutos siirtomaksuissa viidennessä vaiheessa.

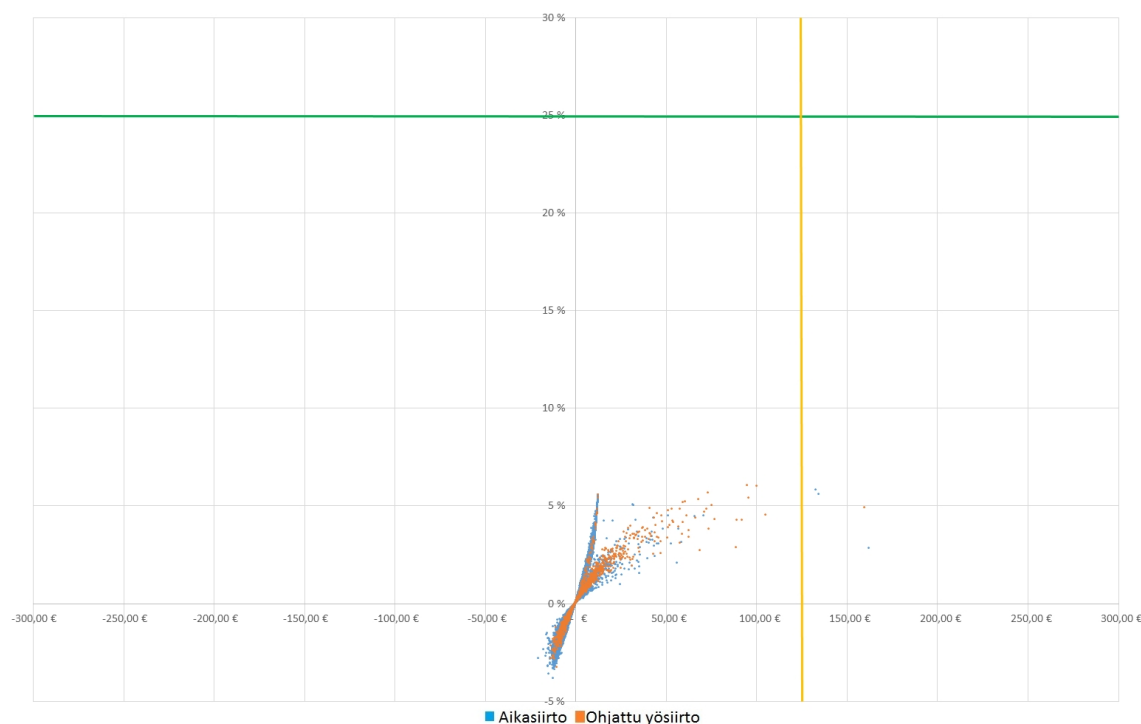
Euromääräisiä muutoksia tarkasteltaessa huomataan, ettei nyt tehdyt muutokset juurikaan vaikuta valtaosaan tarkasteltavista asiakkaista. Muutokset kohdistuvat pääosin suurimpiin asiakkaisiin ollen noin 30 euron luokkaa. Tämän myötä muutostavauhtia voisi tarvittaessa myös nopeuttaa, esimerkiksi siirtymällä neljännestä vaiheesta suoraan lopulliseen tariffirakenteeseen.

Kuudennessa vaiheessa päästään lopulliseen tariffirakenteeseen, jossa perusmaksuun sisällytetyn tehon ilmaisosuus on 5 kW ja yötehosta huomioidaan 38 prosenttia. Energiamaksu on myös laskettu nyt tariffirakenteen lopulliselle tasolle. Lopullinen tariffirakenne ja sen hintataso on esitetty taulukossa 27.

Taulukko 27: Tariffirakenne ja sen hintataso. Perusmaksun sisältämän tehomaksun ilmaisosuus 5 kW, jonka ylittävältä osuudelta peritään erillistä tehomaksua.

Perusmaksu (€/kk)	Tehomaksu (€/kW, kk)	Energiamaksu (snt/kWh)
19,96	2,38	0,96

Kuva 40 esittää sähkönkäyttäjien suhteellisia ja absoluuttisia muutoksia siirtolas-kuissa kuudennen muutosvaiheen tariffirakenteella. Asiakasryhmää tarkasteltaessa kohtuullista 25 prosentin rajaa ei ylitetä, sillä tariffirakenteella on haettu aiemman muutosvaiheen mukaista liikevaihtoa ja suurimmalla osalla asiakkaista muutokset ovat + 2,5 prosentista - 2,5 prosenttiin.



Kuva 40: Suhteellinen ja absoluuttinen muutos siirtomaksuissa kuudennessa vaiheessa.

Tarkasteltaessa asiakkaiden absoluuttisia muutoksia siirtolaskujen suuruuksissa, ovat muutokset jälleen pääosin hyvin pieniä molempiin suuntiin. Tämän vuoksi viidennen vaiheen olisi periaatteessa voinut jättää välistä ja siirtyä neljännestä suoraan kuudenteen. Toisaalta tällöin 121 euron kertamuutoksen raja voi tulla lähelle, etenkin ohjatun yösiirtotuotteen suurimmilla asiakkailla.

Taulukkoon 28 on koostettu kertauksen vuoksi muutospolun vaiheet sekä yksikkö hinnat. Edellä esitetyjä muutosvaiheita ja yksikköhintoja voidaan pitää ohjeellisina. Toteutettaessa tariffirakenteen muutosta on otettava huomioon useita erilaisia muut-  
tuvia, jotka vaikuttavat oleellisesti välivaiheisiin ja otettavien askelten suuruuksiin. Edellä esitettyyn polkuun ja askelmiin voi syntyä muutostarpeita useiden eri tekijöi-  
den vuoksi. Esimerkiksi tavoitellun liikevaihdon suuruuteen tehdyt korjaukset voivat lisätä tarvittavien vaiheiden lukumäärää, hinnoittelua voidaan joutua korjaamaan  
asiakkaiden vaihtaessa kulutustottumuksiaan hinnastoon luotujen kannustimien mukaisesti tai lainsäätäjä voi esittää verkkoyhtiöille vaatimukset tariffirakenteiden  
harmonisoimiseksi, jonka myötä lopullista rakennetta voidaan joutua korjaamaan lainsäätäjän haluamaan suuntaan.

Taulukko 28: Yhteenvedo tehdystä muutospolusta.

Vaihe	Muutos	Perusmaksu	Energiamaksu	Tehomaksu
1.	Aika- ja ohjatun yösiirtotuotteiden yhdistäminen	14,20 €/kk	Päivä 1,90 snt/kWh Yö 0,93 snt/kWh	0,70 €/kW
2.	Energiamaksun kaksiaikaisuudesta luopuminen ja yöajan tehon huomiointiprosentin pienentäminen 63 %:iin	15,10 €/kk	1,16 snt/kWh	0,91 €/kW
3.	Tehon ilmaisosuuden 2 kW sisällyttäminen perusmaksuun ja yöajan tehon huomiointiprosentin pienentäminen 38 %:iin	16,10 €/kk	1,12 snt/kWh	1,43 €/kW*
4.	Perusmaksuun sisällytetyn tehon ilmaisosuuden korottaminen 3 kW:iin	17,91 €/kk	0,98 snt/kWh	1,93 €/kW*
5.	Perusmaksuun sisällytetyn tehon ilmaisosuuden korottaminen 4 kW:iin	18,91 €/kk	0,98 snt/kWh	2,10 €/kW*
6.	Perusmaksuun sisällytetyn tehon ilmaisosuuden korottaminen 5 kW:iin	19,96 €/kk	0,96 snt/kWh	2,38 €/kW*

\* Tehomaksu veloitetaan perusmaksuun sisällytetyn tehon ylittävältä osalta



## 7.4 Asiakasviestintä

Sähkön siirronhinnoittelun kustannusvastaavuusongelmaan on alalla reagoitu pääosin passiivisesti korottamalla lähinnä kiinteitä perusmaksuja. Kyseinen reagoititapa voi olla vähitellen kuljettu loppuun, sillä perusmaksupainotteisista hintojen korotuksista on syntynyt paikoin voimakasta keskustelua. Keskustelun lomassa asiakkaat ovat tehneet jopa nettiadresseja tehtyjen perusmaksukorotusten kumoamiseksi. [38]

Passiivisen reagoinnin sijaan kustannusvastaavuusongelmaan voidaan reagoida aktiivisesti muuttamalla nykyisiä energiaperusteisia siirtotariffeja kohti vaihtoehtoisia ja tehoperusteisia tariffirakenteita. Hinnoittelurakenteen uudistamisesta tulee viestiä kohdennetusti muutoksen kohteina oleville asiakkaille. Viestintä voidaan tehdä lähettämällä asiakastiedote joko laskutuksen mukana tai erillisesti siirtosopimuksen haltijalle. Tämän lisäksi hinnoittelun muutoksesta on hyvä viestiä asiakaslehdessä ja yhtiön internet-sivuilla. Internet-sivuja kannattaa hyödyntää laajasti, sillä siinä on mahdollista kasata kattava päivitettävissä oleva tietopaketti muutoksesta ja sen etenemisestä. Kasattua tietopakettia voidaan välittää asiakkaiden tietoisuuteen hyödyntäen eri sosiaalisen median viestintäkanavia. Hinnoittelun rakennemuutoksen viestintää ei tule välittää asiakkaille pelkästään asiakaslehden tai internet-sivujen kautta, sillä silloin se voi mennä monelta ohitse. Viestintä on ajoitettava siten, että asiakkaalla on mahdollisuus sisäistää siirtolaskun laskutusperusteet ja tarvittaessa olla yhteydessä verkkoyhtiöön ennen uudistuksen voimaantuloa.

Tarkasteltavaan hinnoittelurakenteeseen siirtymisessä on viestinnällisesti useita rakenteisiin liittyviä vaiheita, joihin on kiinnitettävä erityistä huomiota. Ensimmäisessä vaiheessa aika- ja ohjattu yösiirtotuote on tarkoitus yhdistää yhdeksi siirtotuotteeksi. Tämä tarkoittaa aikasiirtotuotteen asiakkaille tehomaksukomponentin esittelyä. Viestinnässä on kiinnitettävä huomiota tuntitehon käsitteeseen, miten sen suuruuteen voi vaikuttaa ja miten sen huomioimalla voi vaikuttaa omaan sähkönsiirtolaskuun. Tämä voitaisiin tehdä esimerkiksi siten, että esitetään yksinkertaisia esimerkkejä, joissa voidaan esittää yleisimpien kodinkoneiden keskituntitehojen suuruuksia. Asiakkaille voitaisiin myös viestiä, että jakeluverkko mitoitetään suurimman huipputehon mukaan, joten pitkällä tähtäimellä keskituntitehon pienentäminen alentaa verkon tarvitsemia tehoperäisiä investointeja.

Uuteen hinnoittelurakenteeseen siirtymisen toisessa vaiheessa luovutaan kaksiaikaisesta energiamaksusta ja otetaan käyttöön yksiaikainen energiamaksu. Nykyisellään sähkönkäyttäjillä on vahvat mielikuvat halvasta yösähköstä, joten yöajan energiamaksusta luopuminen voi aiheuttaa paikoin myös voimakkaita reaktioita. Muutossuunnitelmassa energiamaksun kaksiaikaisuudesta luopumisen yhteydessä on tarkoitus pienentää yötetehon huomiointiprosenttia. Tällöin viestinnällisesti voitaisiin korostaa, että energiamaksun kaksiaikaisuus siirretään energiamaksusta tehomaksuun. Tämän avulla voitaisiin todennäköisesti säilyttää asiakkaiden mielikuvat halvemmasta yösähköstä.

Viestinnällisesti kolmas suurempi vaihe hinnoittelurakenteen uudistamisessa on, kun tariffirakenteen perusmaksuun sisällytetään tehoa. Edellisen viestinnällisen vaiheen

jälkeen tuntitehon käsitteen tulisi olla tuttu jokaiselle kyseisen siirtotuotteen asiakkaalle, jolloin tuntitehon käsitteeseen ei tarvitse kiinnittää yhtä paljon huomiota. Kuitenkin, tariffirakenteesta on viestittävä jälleen siten, että asiakas ymmärtää rakenteen ja sen, kuinka siirtolaskun suuruuteen voi vaikuttaa tulevaisuudessa. Viestinnällisesti asiakkaille kannattaa korostaa, että asiakkaat saavat perusmaksun mukana tietyn tehomäärän ilmaisosuuden, jonka jälkeen perittäisiin erillistä tehomaksua aiemmin totutun tavan mukaisesti.

## 8 Yhteenveto

Tässä diplomityössä tarkasteltiin sähkön siirronhinnoitteluprosessin lisäksi, millaisia vaihtoehtoisia tariffirakenteita on kehitetty ja millaisia vaikutuksia erilaisilla rakenteilla on yksittäiselle sähkönkäyttäjälle. Työssä luotiin muutossuunnitelma tarkasteltujen rakenteiden joukosta valitulle tariffirakenteelle. Muutossuunnitelmalla pyrittiin selventämään, minkälaisin askelein uuteen hinnoittelurakenteeseen voitaisiin siirtyä.

Sähkön siirronhinnoittelulle ei ole olemassa tiettyä universaalia ja yksinkertaista laskentamenetelmää, vaan jokainen verkkoyhtiö hinnoittelee tuotteensa lainsäädännön puitteissa oman toimintaympäristön ja kulujen mukaisesti. Lainsäädännön toteutusta ja verkkoyhtiöiden hinnoittelun kohtuullisuutta valvoo Suomessa Energiavirasto. Kohtuulliseksi katsotun hinnoittelun tulee varmistaa verkkoyhtiölle riittävä ja ennustettava tulonmuodostus, joka mahdollistaa toimintaympäristön mukaisen verkon rakentamisen, ylläpidon ja käytön. Tulonmuodostuksen ohella hinnoittelun tulisi olla kustannusvastaavaa.

Nykyisen kaltaisia energiaperusteisia tariffirakenteita pidetään huonosti kustannusvastaavina, sillä valtaosa verkkoyhtiön kustannuksista on kiinteitä kapasiteettiperusteisia. Kustannusvastaavuusongelmaa on ratkaistu ensi tilassa passiivisesti kasvattamalla nykyisten tariffirakenteiden kiinteän perusmaksun osuutta. Ongelmaan on haettu myös aktiivisempaa ratkaisua hinnoittelurakennetta uudistamalla. Erilaisia vaihtoehtoisia rakenteita tarkasteltaessa huomattiin, että vartenotettavissa tulevaisuuden tariffirakenteissa tulee olemaan erillinen tehomaksu tehoeräisten kustannusten keräämiseksi. Tehomaksun laajamittaisen käyttöönoton yhteydessä voi olla tarpeen muuttaa myös tehomaksun määräytymisperustetta keskituntitehosta esimerkiksi 10 minuutin aikaiseen keskitehoon, jottei suuria tehoja vaativia sähkölaitteita aleta katkomaan automaatiolla.

Vaihtoehtoisia tariffirakenteita ja niiden asiakasvaikutusten tutkimista varten tässä diplomityössä tarkasteltiin HSV:n yleissiirto-, aikasiirto- ja ohjatun yösiirtotuotteen asiakkaita. Yleissiirtotuotteen asiakkaista tarkasteluun valittiin vain kohteet, joissa yhden liittymän takana oli vain yksi käyttöpaikka. Tavoitteena oli saada tarkasteluun asiakasjoukko, joka koostui pääosin sähkölämmitteisistä pientaloista tai kohteista, joilla on potentiaalisesti mahdollisuus vaikuttaa oman tehon ajoittumiseen tai sen suuruuteen. Tarkasteltujen eri rakenteiden avulla huomattiin, että nykyiset tuotteet mahdollistavat pienimpien asiakkaiden vapaamatkustajuuden sekä ne toisaalta tukevat piikikkäämmän kulutuksen omaavia asiakkaita. Lisäksi tarkasteluja tehdessä huomattiin, että vaihtoehtoisten tariffirakenteiden laajan kirjon vuoksi voisi olla hyvä, jos käytettäviin rakenteisiin tulisi jonkinlaista sääntelyä viranomaisten taholta. Tämä siksi, ettei eri jakeluverkkoyhtiöillä olisi täysin toisistaan poikkeavat käytännöt tulevaisuudessa.

Tarkasteltujen tariffirakenteiden joukosta valittiin Pienasiakkaan tehotariffi aika- ja tehorajoilla muutossuunnitelman tekoa varten. Valittu tariffirakenne koostuu perus-

maksusta, tehomaksusta ja yksiaikaisesta energiamaksusta. Tariffirakenteen perusmaksuun on sisällytetty 5 kW:n ilmaisosuus, jonka ylittävältä osalta peritään erillistä tehomaksua. Yötehosta huomioidaan 38 prosenttia, joka vastaa muuntamoiden ja pienjänniteverkkojen osuutta verkoston kokonaiskustannuksista.

Muutossuunnitelma tehtiin aiemmista tarkasteluista poiketen vain aika- ja ohjatun yösiirtotuotteen asiakkaille, sillä yleissiirtotuote eroaa reilusti rakenteeltaan ja hintatasoltaan edellä mainituista tuotteista. Lisäksi aikasiirron- ja ohjatun yösiirron hintatasoa ja rakennetta on tarkoituksellisesti viety lähemmäs toisiaan, jotta ne voitaisiin yhdistää lähitulevaisuudessa. Tehtyjen tarkastelujen pohjalta voidaan kuitenkin todeta, että myös yleissiirtoa tulisi kehittää kohti tehooperaalista tariffirakennetta, etenkin pientalojen osalta.

Nyt tehdyn muutossuunnitelman mukaisesti aika- ja ohjatun yösiirron asiakkaat voidaan siirtää uuteen tariffirakenteeseen joko suoraan yhdellä kerralla tai kuuden vaiheen kautta. Useamman vaiheen kautta kuljettaessa voidaan kohtuullistaa asiakkaiden siirtolaskujen suuruuksien muutoksia sekä mahdollistetaan notkeampi reagointi toimintaympäristössä tapahtuviin muutoksiin. Muutoksia toimintaympäristöön voi aiheutua tulevaisuudessa muun muassa siirretyn energian määrän vähentymisestä sekä lainsäädännön kehittymisestä.

## Viitteet

- [1] Helen Sähköverkko Oy, Tilinpäätös ja toimintakertomus - Tilikaudelta 1.1 - 31.12.2015. Viitattu 27.7.2016. Saatavilla: <https://www.helen.fi/globalassets/sahkoverkko/dokumentit/hsv15tp.pdf>
- [2] Heine, P. Sähkön käytön uutisointi 2016. Sisäinen dokumentti, ei julkaistu.
- [3] Helen Sähköverkko Oy esittelykalvot. Sisäinen dokumentti. 2016.
- [4] Kasari, T. Jakeluverkon kustannusten jako siirtohinnoille. Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto. Tampere, 2004, 96 s.
- [5] Partanen, J. ym. Sähkömarkkinat - opetusmoniste. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2015.
- [6] Lummi, K., Mäkinen, A., Mutanen, A. ja Järventausta, P. Electricity Distribution Pricing Methodology In Finnish Regulation Framework - A Case Study of Matching Principle. NORDAC, 2014.
- [7] Lummi, K. ym. Electricity distribution network tariffs - Present practises, future challenges and development possibilities. CIRED workshop paper 0112, Helsinki, 2016.
- [8] Sähkömarkkinalaki 588/2013.
- [9] Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi energian loppukäytön tehokkuudesta ja energiapalveluista 2012/27/EY.
- [10] Energiavirasto. Energiaviraston tehtävät. Viitattu 19.5.2016. Saatavilla: <https://www.energiavirasto.fi>
- [11] Energiavirasto. Valvontamenetelmät neljännellä 1.1.2016 - 31.12.2019 ja viidennellä 1.1.2020 - 31.12. 2023. Viitattu 20.5.2016. Saatavilla: [http://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/Liite\\_2\\_Valvontamenetelm%C3%A4t\\_S%C3%A4hk%C3%B6jakelu.pdf/c48d64d7-4364-4aa1-a91b-9e1cf1167936](http://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/Liite_2_Valvontamenetelm%C3%A4t_S%C3%A4hk%C3%B6jakelu.pdf/c48d64d7-4364-4aa1-a91b-9e1cf1167936)
- [12] Pantti, J. Sähkön siirtotuotteiden hinnoittelusovelluksen kehittäminen. Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto. Tampere, 2010, 92 s.
- [13] Eurelectric. Network tariff structure for a smart energy system. A Eurelectric paper. Viitattu: 26.6.2016. Saatavilla: [http://www.eurelectric.org/media/80239/20130409\\_network-tariffs-paper\\_final\\_to\\_publish-2013-030-0409-01-e.pdf](http://www.eurelectric.org/media/80239/20130409_network-tariffs-paper_final_to_publish-2013-030-0409-01-e.pdf)
- [14] Eurelectric. Network Tariffs. A Eurelectric position paper. Viitattu: 26.6.2016. Saatavilla: [http://www.eurelectric.org/media/268408/network\\_tariffs\\_position\\_paper\\_final\\_as-2016-030-0149-01-e.pdf](http://www.eurelectric.org/media/268408/network_tariffs_position_paper_final_as-2016-030-0149-01-e.pdf)

- [15] Lummi, K. Sähkön siirtohinnoittelu ja kuormitusmallien käyttö tariffisuunnittelussa. Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto. Tampere, 2013, 75 s.
- [16] Lummi, K., Trygg, P., Rautiainen, A. ja Järventausta, P. Implementation Possibilities of Power-based distribution Tariff by Using Smart Metering Technology. CIRED Conference paper 1119, Lyon, France, 2015.
- [17] Energiavirasto. Sähkön siirron verollinen keskihinta tyyppikäyttäjittäin eri jakeluverkonhaltijoiden vastuualueilla. Viitattu 25.5.2016. Saatavilla: <https://www.sahkonhinta.fi/tilastot/ViimeisimmätSiirtohinnat.mhtml>
- [18] Partanen, J., Honkapuro, S., Tuunanen, J. Jakeluverkkoyhtiöiden tariffirakenteiden kehitysmahdollisuudet. Tutkimusraportti, Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Lappeenranta, 2012, 65 s.
- [19] Perälä, S. New Network Tariffs: Economical Effects and Possibilities for Demand Response. Master of Science Thesis, Tampere University of Technology. Espoo, 2011, 83 p.
- [20] Seppälä, A. Load research and load estimation in electricity distribution. VTT Publications 289. Espoo, 1996, 118 p.
- [21] Niemelä, E. Kaupunkialueella toimivan sähkönjakeluverkkoyhtiön siirtohinnoittelun kehittäminen. Diplomityö, Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Lappeenranta, 2010, 100 s.
- [22] Elovaara, J. ja Laiho, Y. Sähkölaitostekniikan perusteet. Otatieto, 2007.
- [23] Lakervi, E. ja Partanen, J. Sähkönjakelutekniikka. Otatieto, 2012.
- [24] Roivainen, P. Imatran Seudun Sähkö Oy:n sähkön siirto- ja myyntituotteiden kehittämissuunnitelma. Diplomityö, Lappeenrannan teknillinen korkeakoulu. Imatra, 2003, 82 s.
- [25] Tuunanen, J. Modelling of changes in electricity end-use and their impacts on electricity distribution. Doctor of Science Thesis, Lappeenranta University of Technology. Lappeenranta, 2015, 193 p.
- [26] Koreneff, G. Kuormituskäyrien hyödyntäminen tulevaisuudessa. Tutkimusraportti, VTT. Espoo, 2010, 38 s.
- [27] Mutanen, A., Ruska, M., Repo, S. ja Järventausta, P. Customer Classification and Load Profiling Method for Distribution Systems. IEEE Transactions on Power Delivery (Volume:26, Issue: 3), 2011.
- [28] Fingrid Oyj. Kantaverkkomaksut. Viitattu 13.6.2016. Saatavilla: <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/Kantaverkkopalvelut/hinnat/Sivut/default.aspx>

- [29] Helen Sähköverkko Oy. Sähkön siirtohinnoista alkaen 1.4.2016. Viitattu 25.5.2016. Saatavilla: <https://www.helen.fi/globalassets/hinnastot-ja-sopimusehdot/hsv/sahkon-siirtohinnoista.pdf>
- [30] Energiamarkkinavirasto. Sähkön siirtohintatariffien kehitys 2000 - 2013. Viitattu 24.5.2016. Saatavilla: [https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Sahkon\\_siirtohintatariffienkehitys2013.pdf/49f73b2d-f227-473f-b510-fb77a76f18e4](https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Sahkon_siirtohintatariffienkehitys2013.pdf/49f73b2d-f227-473f-b510-fb77a76f18e4)
- [31] Lummi, K., Rautiainen, A. ja Järventausta, P. Variation of Power Charge Basis of Power-based Distribution Tariff of Small Customers. ISGT Asia Conference paper, 2016.
- [32] Lummi, K., Rautiainen, A. ja Järventausta, P. Cost-causation based approach in forming power-based distribution network tariff for small customers. EEM conference paper, 2016.
- [33] Simhauser, P. Network tariffs: resolving rate instability and hidden subsidies. Working paper 45, AGL Applied Economic and Policy Research, 2014.
- [34] Kuluttajariitalautakunta. Carunan korotuksia voidaan poikkeuksellisesti kohdistaa. Tiedote. Viitattu 20.7.2016. Saatavilla: <http://www.kuluttajariita.fi/fi/index/ajankohtaista/tiedotteet/2016/03/carunankorotuksiavoidaanpoikkeuksellisestikohtuullistaa.html>
- [35] Luonnos hallituksen esitykseksi siirto- ja jakelumaksujen korotuskattoa koskevaksi säännökseksi sähkö- ja maakaasumarkkinakeihin. Lausuntokierros 3.6.2016. Työ- ja elinkeinoministeriö.
- [36] Energiateollisuus ry:n lausunto luonnoksesta hallituksen esitykseksi siirto- ja jakelumaksujen korotuskattoa koskevaksi säännökseksi sähkö- ja maakaasumarkkinakeihin. 2016. Energiateollisuus ry.
- [37] Loiste Sähköverkko Oy. Siirtohinnoista 1.7.2016. Viitattu 20.7.2016. Saatavilla: [https://www.loiste.fi/sites/default/files/siirtohinnoista\\_kaikki\\_sulakekoot\\_2016\\_07\\_01.pdf](https://www.loiste.fi/sites/default/files/siirtohinnoista_kaikki_sulakekoot_2016_07_01.pdf)
- [38] Yleisradio. Sähköasiakkaat kapinamielellä - Nettiadressiin kerätään nimiä hinnankorotusta vastaan. Uutinen. Viitattu 27.7.2016. Saatavilla: [http://yle.fi/uutiset/sahkoasiakkaat\\_kapinamielella\\_nettheadressiin\\_kerataan\\_nimia\\_hinnankorotusta\\_vastaan/9051717](http://yle.fi/uutiset/sahkoasiakkaat_kapinamielella_nettheadressiin_kerataan_nimia_hinnankorotusta_vastaan/9051717)